



Le processus de libéralisation des industries électriques et gazières européennes à travers les stratégies de fusion acquisition et d'investissement des firmes : propositions pour une sécurité énergétique renforcée

Wassim Benhassine

► To cite this version:

Wassim Benhassine. Le processus de libéralisation des industries électriques et gazières européennes à travers les stratégies de fusion acquisition et d'investissement des firmes : propositions pour une sécurité énergétique renforcée. Economies et finances. Université Panthéon-Sorbonne - Paris I, 2009. Français. NNT : . tel-00408083

HAL Id: tel-00408083

<https://theses.hal.science/tel-00408083>

Submitted on 28 Jul 2009

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITÉ DE PARIS I PANTHÉON-SORBONNE
ÉCOLE DOCTORALE D'ÉCONOMIE

CENTRE D'ÉCONOMIE DE LA SORBONNE
ÉQUIPE DE RECHERCHE CES-MATISSE

LE PROCESSUS DE LIBÉRALISATION DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES
ET GAZIÈRES EUROPÉENNES À TRAVERS LES STRATÉGIES
DE FUSION-ACQUISITION ET D'INVESTISSEMENT DES FIRMES –
PROPOSITIONS POUR UNE SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE RENFORCÉE

Thèse pour l'obtention du Doctorat ès Sciences Economiques (Arrêté du 30 mars 1992)
présentée et soutenue publiquement le 06 avril 2009 par

Wassim BENHASSINE

Membres du Jury :

- M. Bernard FUSTIER
Université de Corte, Professeur des Universités
Rapporteur
- M. Jacques PERCEBOIS
Université Montpellier I, Professeur des Universités
Rapporteur
- M. Roland LANTNER
Université Panthéon-Sorbonne Paris I, Professeur des Universités
Directeur de Thèse
- M. Jean-Dominique LAFAY
Université Panthéon-Sorbonne Paris I, Professeur des Universités
- M. Frédéric ZUMER
Université Panthéon-Assas Paris II, Professeur des Universités

L' UNIVERSITE DE PARIS 1 PANTHEON-SORBONNE
n'entend donner aucune approbation ou improbation aux
opinions émises dans les thèses ; ces opinions doivent être
considérées comme propres à leurs auteurs.

Remerciements

Je remercie le Professeur Roland Lantner pour avoir encadré cette thèse de doctorat, mais également pour tout l'intérêt qu'il a porté à mes travaux de recherche, pour ses précieux conseils et pour son soutien tout au long de l'élaboration de cette thèse.

Je remercie l'ensemble des membres du jury pour avoir accepté de participer à l'évaluation de cette thèse de doctorat. Je remercie le professeur Jean Dominique Lafay pour avoir accepté de présider ce jury. Je remercie les professeurs Jacques Percebois et Bernard Fustier d'avoir consacré du temps pour une lecture minutieuse de cette thèse. Je les remercie pour la finesse de leur appréciation dans leur rapport d'évaluation. Et enfin, je remercie le professeur Frédéric Zumer pour tout l'intérêt qu'il a porté pour ce travail de recherche, pour ses commentaires toujours très pertinents et ses encouragements.

Mes remerciements vont aussi à toutes les personnes ayant contribué, par leurs idées, à la réalisation de cette thèse dont Axel Pierru, Afzal Siddiqui, André Dorsman et Sami Attaoui.

Je souhaiterais, également, remercier ma famille sans laquelle la rédaction de cette thèse aurait été impossible. Je les remercie particulièrement pour leur soutien moral indéfectible et leurs constants encouragements.

A mes Parents,

Introduction.

Les questions relatives à la libéralisation des industries électriques et gazières ont souvent opposé les partisans des monopoles à ceux du marché et de la libre concurrence. Pour les premiers, les caractéristiques particulières de ces industries sont mieux gérées au sein d'un monopole public. En effet, les industries électriques et gazières sont généralement considérées comme des monopoles naturels du fait de leurs rendements décroissants. Elles ont également la caractéristique d'être des industries de réseaux. Le monopole permet donc d'internaliser certaines externalités responsables d'inefficience de marché. L'accès à l'énergie et plus particulièrement à l'électricité est souvent considéré comme un acquis social nécessitant la mise en place d'un service universel. A cet égard, Le monopole public a le mérite de pouvoir instaurer une certaine péréquation spatiale des tarifs en planifiant les investissements et en finançant certaines activités peu rentables grâce à des subventions croisées. Et enfin, la sécurité énergétique peut être considérée comme un bien public nécessitant l'intervention d'un monopole public. Le monopole public permet donc d'assurer l'investissement nécessaire au développement de l'industrie. A contrario, les partisans de la libre concurrence jugent les monopoles publics économiquement inefficients du fait de leur tendance au surinvestissement. Ils lui reprochent également d'utiliser sa position dominante pour exercer un pouvoir de marché se traduisant par des prix trop élevés. Et enfin, ils soutiennent que les firmes publiques sont bureaucratiques et donc, par nature, moins efficaces que les firmes privées dont la fonction objective est de maximiser leurs profits. Les premiers mouvements de libéralisation ayant remis en cause ce modèle historique du monopole public ont commencé dans les années 80 avec Ronald Reagan aux Etats Unis et avec Margaret Thatcher en Grande-Bretagne. Tous deux ont initié de larges programmes de libéralisation et de privatisation de compagnies nationales dans différents secteurs. Ce vaste mouvement de libéralisation puise sa substance idéologique dans les thèses néo-libérales dont Milton Friedman (chef de file de "l'école de Chicago") et Friedrich August Von Hayek sont parmi les plus éminents penseurs. Ces deux Prix Nobel préconisent un rôle minimal de l'Etat dans la sphère économique. Dès lors qu'on le laisse aux forces de la libre concurrence, le marché est supposé être autorégulateur. Le marché serait donc par lui-même efficace, alors que l'intervention de l'Etat perturberait les mécanismes de marché qui garantissent son efficacité. Selon la théorie

néoclassique, les prix renfermeraient toutes les informations nécessaires pour orienter les investissements et pour permettre à l'offre et à la demande de trouver leur équilibre. Ainsi, le monopole favoriserait les investissements. Il serait donc plus adapté à une industrie en forte croissance. Alors qu'une structure de marché concurrentielle permettrait aux consommateurs de mieux maîtriser leur demande énergétique. Le marché serait donc plus adapté à des industries dites matures.

Après la chute du mur de Berlin, la construction européenne a connu une nouvelle dynamique. La faillite du communisme a annihilé parmi les dirigeants européens les dernières réticences par rapport au libéralisme dont les principes sont par ailleurs contenus dans le texte fondateur de l'Union Européenne : le Traité de Rome¹. Le vaste mouvement de dérégulation et de libéralisation des industries de réseau que connaît l'Union Européenne depuis le début des années 90 a donc été la voie préconisée par les dirigeants européens pour la réalisation d'un marché européen unique, homogène et efficient. La libéralisation des industries électriques et gazières dans l'Union Européenne entre donc dans le cadre plus large de la libéralisation des secteurs énergétiques. Celui-ci soulève d'ailleurs autant de craintes que de questions sur des sujets tels que l'environnement, la croissance économique ou encore les acquis sociaux tels que le service universel. Les principales préoccupations proviennent de la démographie mondiale, de la forte croissance économique des pays émergents et de l'épuisement de certaines ressources naturelles énergétiques non renouvelables. C'est dans ce contexte que la libéralisation du marché de l'électricité a été amorcée par la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 (abrogée par la directive 2003/54/CE du 26 juin en 2003). Deux ans plus tard, la libéralisation du marché du gaz emboîte le pas conformément à la directive 98/30/CE du 22 juin 1998 (abrogée par la directive 2003/55/CE du 26 juin en 2003). L'objectif du parlement européen est de mettre en place, à l'instar d'autres industries et conformément aux ambitions du Traité de Rome, un grand marché intérieur de l'énergie. Ces directives prévoyaient l'introduction progressive de la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité au niveau de la production et de la commercialisation. Les activités de réseau, c'est-à-dire le transport et la distribution, sont destinées à rester des monopoles. Ainsi, les industriels ont été les premiers à bénéficier de l'ouverture des marchés et à pouvoir choisir leur fournisseur. Les directives européennes sur l'électricité de 1996 et sur le gaz de 1998

¹ Ce Traité de Rome préconise la libre circulation des individus, des capitaux, des biens et des services à l'intérieur du marché unique de la CEE – Communauté Européenne Economique. Le principe fondamental de ce marché unique est la libre concurrence.

prévoient une ouverture minimale en trois étapes. Pour l'électricité l'objectif fixé était l'ouverture de 27 % du marché en février 1997, de 30 % du marché en février 2000 et de 35 % du marché en février 2003. Pour le gaz, l'ouverture du marché devait être de 20 % en août 2000, de 28 % en août 2003 et de 33 % en août 2008. Ces objectifs ont été largement dépassés par la plupart des pays membres de l'UE puisque dès 2000 les marchés de l'électricité et du gaz étaient en moyenne ouverts respectivement à 66% et 79% en Europe. Face à ce succès, la Commission a voulu accélérer le processus d'ouverture complète du marché européen de l'énergie en abrogeant les directives de 1996 et 1998 par les directives 2003/54/CE pour l'électricité et 2003/55/CE pour le gaz qui prévoient une ouverture des marchés à tous les clients non résidentiels à partir du 1^{er} juillet 2004 puis à l'ensemble des clients à partir du 1^{er} juillet 2007. Ces directives prévoient également des obligations de service public, la création d'un gestionnaire du réseau de transport indépendant des autres activités concurrentielles et d'un gestionnaire des réseaux de distribution également indépendant, et précisent les tâches des autorités de régulation. Ces dernières se réunissent au sein du Conseil des Régulateurs européens de l'énergie (CEER). La principale question que nous nous posons par rapport à la libéralisation en cours des industries électriques et gazières est de savoir si elle permet de faire face aux enjeux économiques et énergétiques du 21^e siècle.

Le premier chapitre de cette thèse de doctorat aura pour objectif d'introduire la problématique. Nous présenterons les industries électriques et gazières en insistant sur les principales mutations qui les affectent. En effet, à la faveur de l'ouverture des marchés, les firmes électriques sortent de plus en plus de leur marché national traditionnel pour s'implanter dans d'autres pays européens. L'industrie gazière quant à elle s'initie à la logique de la globalisation grâce au Gaz Naturel Liquéfié (GNL). Le contexte énergétique, économique et social qui a favorisé l'émergence des monopoles publics au lendemain de la seconde guerre mondiale a considérablement changé aujourd'hui. Les industries naissantes qu'étaient les industries électriques et gazières sont aujourd'hui arrivées à maturité en Europe. Par conséquent, il est légitime de se demander si le contexte énergétique et économique d'aujourd'hui justifie toujours une telle organisation industrielle. Nous nous attacherons donc dans la seconde section de ce chapitre à décrire ce nouveau contexte énergétique marqué par de fortes interrogations concernant l'épuisement programmé de ressources non renouvelables telles que le pétrole et le gaz naturel. Puis, dans la troisième section, nous discuterons les enjeux économiques et géopolitiques de ce 21^e siècle. Nous montrerons, avant d'explicitier

notre problématique, l'enjeu majeur que représente aujourd'hui la maîtrise de la demande énergétique face à une économie mondiale globalisée devenue de plus en plus incertaine, face à des prix de l'énergie de plus en plus élevés et volatils, et enfin face à un climat géopolitique de plus en plus tendu. Nous verrons quelle forme devrait prendre la libéralisation des industries électriques et gazières pour renforcer la sécurité énergétique de l'Europe, maîtriser les coûts de l'énergie et fournir les outils de contrôle de la demande énergétique. Nous traiterons cette question à travers l'étude de la restructuration du marché européen par les fusions et acquisitions dans le second chapitre et à travers la question de l'investissement et de la maîtrise de la demande dans le troisième chapitre,

Dans le second chapitre, nous nous intéresserons à la restructuration de l'industrie électrique et gazière au niveau européen. Nous étudierons à cet effet les stratégies de fusion-acquisition des compagnies électriques européennes en utilisant le modèle de la dominance économique (Lantner, 1974). Le mouvement de concentration au niveau européen devrait conduire à la convergence des industries électriques et gazières et à la constitution de grands groupes européens de l'énergie. La libéralisation des industries électriques et gazières européennes et l'ouverture des marchés de l'énergie permettront donc d'avancer à grands pas vers la constitution d'un marché de l'énergie unique et homogène. Le marché européen, composé de trois principaux marchés régionaux, devrait être dominé par un oligopole de trois grandes firmes énergétiques. Cette nouvelle configuration du secteur européen de l'énergie devrait permettre de renforcer la compétitivité des firmes européennes sur les marchés internationaux de l'énergie et ainsi renforcer à long terme la sécurité énergétique de l'Europe. La convergence entre les différentes industries nationales électriques et gazières devrait permettre une rationalisation de l'offre et de la demande énergétique sur le marché intérieur européen et donc une meilleure allocation des ressources énergétiques. Le processus de fusion et acquisition découlant de la libéralisation des industries électriques et gazières européennes aurait donc le double effet de renforcer les conditions d'approvisionnement en gaz naturel pour l'Europe et d'améliorer l'allocation des ressources énergétiques à travers les pays européens et leurs industries ; ce sont deux aspects complémentaires de la sécurité énergétique.

Et finalement, dans le troisième chapitre nous nous intéresserons à l'investissement et à la maîtrise de la demande. Dans la première section, nous comparerons par rapport à l'investissement les deux modèles institutionnels traditionnels que sont le monopole public et

le marché concurrentiel. Dans le premier cas, la réglementation tend à pousser le monopole public vers le surinvestissement. Dans le second cas, les firmes opérant dans un marché librement concurrentiel ont tendance à sous investir pour bénéficier d'un certain pouvoir de marché. Les conséquences en terme de maîtrise de la demande sont directes. Dans le premier cas, il est très difficile pour le monopole public de générer des signaux permettant aux consommateurs de maîtriser leur demande énergétique. Par ailleurs, les équilibres entre l'offre et la demande se font trop lentement. A contrario, dans le cas du marché librement concurrentiel, les équilibres entre l'offre et la demande se font trop brutalement. A moyen terme, les niveaux de prix fournissent bien des signaux permettant aux consommateurs d'adapter leur demande, mais sur le court terme la demande est généralement très inélastique. Elle génère surtout de fortes hausses de prix qui connaissent alors une forte volatilité. Après avoir montré dans la seconde section la différence significative entre les investissements de pointe et les investissements de base dans l'industrie électrique, nous ferons dans la troisième section quelques propositions pour une voie médiane entre ces deux types de modèles institutionnels traditionnels. Nous discuterons également quelques propositions pour l'industrie du gaz naturel.

Chapitre 1 – La libéralisation des industries électriques et gazières en réponse à un nouveau contexte économique et énergétique.

1. La libéralisation des industries électriques et gazières en réponse à un nouveau contexte économique et énergétique.

La libéralisation des industries électriques et gazières intervient à un moment de fortes tensions entre l'offre et la demande énergétique mondiale. En effet, sous l'effet de la mondialisation et du développement rapide des pays émergents, la demande énergétique mondiale a connu, ces deux dernières décennies, une forte croissance que l'offre peine à suivre. Jusqu'à présent, l'économie mondiale a bénéficié pour sa croissance d'une énergie abondante et relativement bon marché. Mais cette conjoncture favorable n'est pas destinée à s'éterniser. En effet, plus de 90% de l'offre énergétique mondiale est assurée par des énergies non renouvelables. Etant donné le lien fort qui existe entre l'offre (ou la demande) énergétique et la croissance économique, la question de l'épuisement des réserves, et de manière plus générale celle de la sécurité énergétique, est au centre de toutes les préoccupations de tous les Etats. Au cours des prochaines décennies, des énergies fossiles telles que le pétrole et le gaz dépasseront leur pic de production et se feront de plus en plus rares. En l'absence d'innovations technologiques majeures, la production de ces deux énergies ne suffira plus pour assurer la croissance économique de l'ensemble des pays industrialisés et des pays émergents. Le monde entre donc dans une ère de fortes incertitudes économiques qui continueront de se renforcer avec les problèmes liés au réchauffement climatique et les tensions géopolitiques de plus en plus fréquentes au niveau régional et de plus en plus apparentes au niveau global entre les grandes puissances. Dans ce contexte énergétique, économique et géopolitique de plus en plus incertain, l'Europe doit, pour rester compétitive, renforcer la sécurité de ses approvisionnements en énergies primaires, maîtriser sa demande énergétique notamment en permettant aux innovations nécessaires de se développer et assurer un développement optimal de ses industries énergétiques afin d'alimenter de manière efficiente ses industries. La libéralisation en cours des industries électriques et gazières va-t-elle dans le sens de la réalisation de ces objectifs ? Quel est le modèle institutionnel d'organisation industriel le plus adapté aux nouveaux enjeux énergétiques et économiques des décennies à venir ? Tels seront les deux principaux axes de notre réflexion.

La question de la libéralisation des industries énergétiques ne peut être considérée indépendamment du contexte énergétique et des enjeux économiques du moment. Le contexte international de ce début de 21^e siècle est bien différent de celui qui a vu se constituer des

monopoles publics dans la plupart des industries électriques et gazières européennes. Les préoccupations des Etats concernant leur sécurité énergétique ne font que se renforcer. L'énergie est le principal input dans une économie nationale. Il est donc primordial pour la compétitivité de l'économie d'un pays d'avoir un accès continu à une énergie bon marché. Par ailleurs, l'énergie a toujours été un facteur de puissance économique et politique pour les états. Les questions de sécurité énergétique sont donc pour ces états d'une importance vitale. La sécurité énergétique consiste à pouvoir subvenir entièrement à ses besoins énergétiques de manière durable. Elle comporte trois aspects fondamentaux : l'aspect physique, l'aspect économique et l'aspect géopolitique. Ce que l'on a appelé l'aspect physique fait référence au caractère non renouvelable de la grande part des énergies consommées dans le monde. Ces ressources sont donc amenées à s'épuiser dans un avenir plus ou moins proche. L'aspect économique, fait référence au lien fort qui existe entre le facteur énergétique et le facteur économique. L'innovation joue un rôle essentiel dans l'intensité de ce lien. En réduisant l'intensité énergétique, l'innovation permet de renforcer la sécurité énergétique. En l'absence d'innovation technologique, les risques liés à une rupture des approvisionnements et/ou à une hausse des prix pèsent, telle une épée de Damoclès, sur la croissance économique. Quant au troisième aspect, l'aspect géopolitique, il fait référence à la concentration géographique des réserves. Celle-ci engendre une dépendance énergétique des pays consommateurs vis-à-vis des régions productrices. Cette dépendance, qui se renforce avec l'épuisement des réserves, fait peser un risque à la continuité des approvisionnements énergétiques. L'accessibilité aux énergies non renouvelables devrait donc de plus en plus être au centre des relations internationales et des stratégies de politique étrangère de l'ensemble des pays. L'objet de ce paragraphe est de faire le point sur la situation énergétique mondiale et sur le nouveau contexte économique et géopolitique dans lequel l'Europe devra maintenir sa puissance économique et politique.

La première section de ce chapitre sera plutôt descriptive. Nous y présenterons les industries électriques et gazières en Europe. Nous verrons que ces deux industries connaissent de profondes mutations qui nécessitent une remise à plat de leurs structures organisationnelles et institutionnelles. En effet, les marchés du gaz naturel tendent de plus en plus à se mondialiser avec la forte croissance du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) et les industries électriques tendent à s'internationaliser à la faveur de l'ouverture des marchés notamment en Europe. Nous verrons également que la libéralisation des industries électriques européennes peut prendre des formes très diverses selon les pays. Nous nous attacherons ensuite dans une seconde section à décrire

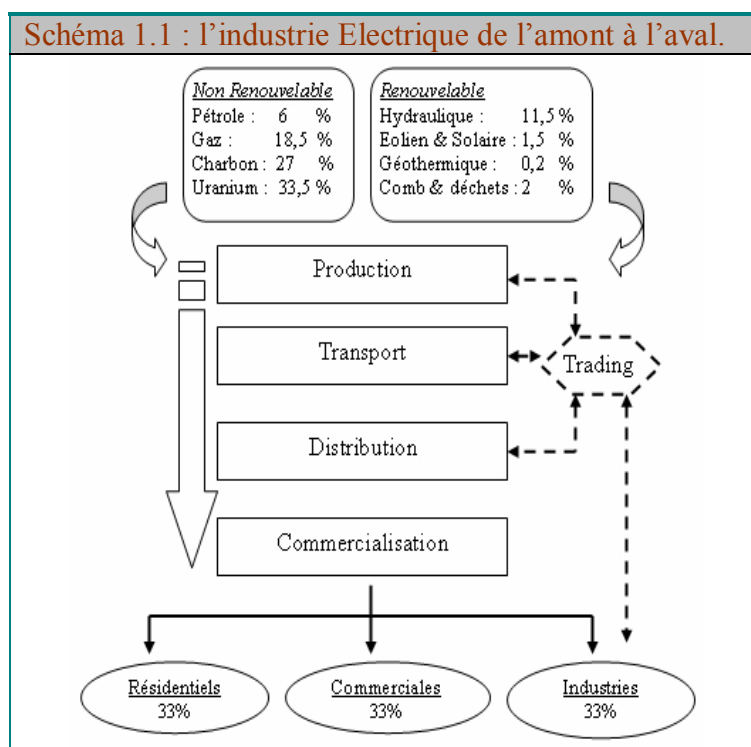
le nouveau contexte énergétique mondial et les défis qu'il pose au pays européens. Ensuite nous étudierons, dans une troisième section, le lien qui existe entre énergie et croissance économique. Nous présenterons notamment les perspectives de croissance économique à moyen et long terme qui nous semblent les plus probables compte tenu du contexte économique et géopolitique de ce début de 21^e siècle. C'est par rapport à ce contexte que nous réfléchirons sur la libéralisation et la déréglementation des industries électriques et gazières européennes. Dans la dernière section de ce chapitre, après avoir rappelé les principales théories de la régulation et précisé notre conception des rôles respectifs que doivent tenir le marché et la régulation, nous présenterons notre problématique. Puis, nous préciserons le cadre d'étude qui sera le notre et nous expliquerons la méthodologie que nous suivrons tout au long de notre étude.

1.1. Deux industries énergétiques en pleine mutation.

1.1.1. L'industrie électrique : vers l'internationalisation des industries nationales.

Présentation générale de l'industrie électrique.

L'industrie électrique est composée de quatre grandes activités traditionnelles auxquelles la libéralisation du secteur a rajouté une cinquième qui est le « Trading » : le commerce de gros. La figure ci-après illustre la place qu'occupent ces différentes activités dans le processus de création de valeur de l'industrie électrique. Les chiffres correspondent à l'Union Européenne dans son ensemble selon des données tirées du rapport annuel de IEA/OCDE "Electricity Information 2003". La répartition des énergies primaires dans la production de l'électricité est en fait très contrastée selon les pays (voir le détail en annexe). Par contre, les structures de consommation des pays européens sont très proches les unes des autres.



Traditionnellement, l'industrie électrique est plutôt intégrée verticalement. Mais la libéralisation de l'industrie a eu pour conséquence de remettre en cause ce mode d'organisation industrielle. En effet, les réformes libérales visent à introduire la concurrence partout où cela est possible. Ainsi, les activités de transport et de distribution devraient rester entre les mains d'un monopole réglementé, alors que les activités de production et de commercialisation devraient être ouvertes à la concurrence. Les pays européens, du moins ceux qui n'ont pas anticipé les directives européennes, se préparent donc à la segmentation verticale de leur industrie électrique.

Quelques données sur l'industrie électrique en Europe.

Tableau 1.1 : L'internationalisation des industries nationales.					
	Royaume-Uni	Allemagne	France	Italie	Espagne
<i>Compagnies européennes</i>	- E.ON (Powergen) - RWE (Innogy) - EDF (EDF Energy)	- EDF (EnBW) - Vattenfall (Vattenfall Europe)	- Electrabel (CNR) - Endesa (SNET)	- Endesa (Elletrogen) - Electrabel (Interpower) - EDF (Edison et Eurogen)	- EDP et EnBW (Hidrocantabrico) - ENEL (Viego)
<i>% production</i>	32%	30%	10%	28%	8%
<i>% distribution</i>	53%	n.a	0%	15%	6%
<i>Source : Les Echos Etudes (2003)</i>					

Nous verrons dans le second chapitre que ce sont les compagnies les plus importantes qui sont également les plus actives en terme de fusion et acquisition. En tout état de cause, nous assistons à un processus de régionalisation d'une industrie traditionnellement ancrée dans une logique nationale. Ce changement de référentiel a radicalement changé la stratégie des firmes, mais plus encore la conception même de leur métier. Pour l'industrie électrique, il s'agit d'une véritable révolution copernicienne.

Tableau 1.2 : Palmarès des compagnies électriques européennes.					
Rang	Acteurs	Pays	Vente (GWh)	Vente (M. €)	Rang par le CA
1	EDF	France	570 000	41 000 (e)	1
2	E.ON	Allemagne	299400	19 659	4
3	RWE	Allemagne	267502	23 050	2
4	Enel	Italie	201 000	20 990	3
5	Vattenfall	Suède	188 300	9 150	6
6	Electrabel	Belgique	111 800	8 979	7
7	EnBW	Allemagne	109 100	6 090	10
8	Endesa	Espagne	85 602	15 902 (e)	5
9	Iberdrola	Espagne	82 023	8 946	8
10	EDP	Portugal	48 954	5 191	11
11	Edison	Italie	43 626	3 523	14
12	S&S Energy	R-U	35 835	5 172	12
13	Scottish Power	R-U	33 000	7 130 (e)	9
14	Union Fenosa	Espagne	27 258	4 690 (e)	13

Source : Les Echos Etudes (2003)

Les spécificités physique et économique de l'industrie électrique.

Pour bien comprendre les problèmes qui se posent à l'industrie électrique il faut tout d'abord connaître ses principales caractéristiques et spécificités². Nous les avons classés en trois catégories relatives à la nature du bien, à la nature de l'industrie et à son importance sociale et économique.

L'industrie électrique tire sa spécificité d'un ensemble de caractéristiques du bien qu'elle commercialise, l'électricité. La première de ces caractéristiques est que l'électricité est un bien *non stockable*. Il est donc très difficile pour une compagnie de stocker de l'électricité en prévision de meilleures conditions de marché. Idéalement, l'offre doit toujours satisfaire exactement le niveau de la demande. L'exercice est d'autant plus délicat qu'il existe une *pluri saisonnalité* de la demande d'électricité. En effet, celle-ci suit des cycles journaliers, hebdomadaires, et annuels. Si l'offre est supérieure à la demande, alors la compagnie devra supporter des coûts de production inutiles. Mais si l'offre est inférieure à la demande, alors la compagnie devra importer de l'électricité à prix d'or pour satisfaire ses engagements avec le

² Dans un souci de clarté, nous les avons soulignées.

risque si elle n'y arrive pas de causer une rupture généralisée dont le coût social est toujours très important. Il peut être plus avantageux pour une compagnie d'importer de temps en temps de l'électricité à prix d'or que d'investir dans des capacités de production suffisantes. Nous voyons bien que, dans un marché libéralisé, une compagnie peut être tentée de profiter d'opportunités de gain en faisant supporter les risques par l'ensemble de la société. L'industrie électrique se retrouverait dans une situation où les gains sont privatisés, mais où les coûts sont socialisés. La réponse à ces insuffisances du libéralisme réside, comme nous le verrons au cours de notre étude, dans l'élaboration d'un système de régulation permettant de corriger et de sanctionner ces comportements opportunistes. L'électricité a également la caractéristique d'être un produit non différenciable : c'est à dire que l'utilisateur final ne peut différencier les producteurs sur la base de leur produit. La compétition entre différentes firmes dans un marché de libre concurrence ne peut donc pas porter sur le produit en lui-même. Une autre caractéristique est que la demande d'électricité répond à des usages captifs et non captifs, c'est à dire des usages pour lesquels il existe un substitut comme par exemple le chauffage, et des usages pour lesquels il n'existe pas de substituts comme l'éclairage public. Pendant longtemps et jusqu'à présent dans une certaine mesure, les industries électriques pratiquaient des subventions croisées des usages captifs vers les usages non captifs. La libéralisation de l'industrie devrait remettre en cause ce système de subventions croisées qui permettait de financer le développement des infrastructures et de maintenir une certaine péréquation tarifaire. Et enfin, la dernière caractéristique répertoriée est que l'électricité est à la fois un bien intermédiaire et un bien final : bien final pour la clientèle résidentielle et bien intermédiaire pour la clientèle industrielle.

Du point de vue de sa structure, l'industrie électrique est avant tout une industrie de réseaux. Il existe donc une forte interdépendance entre les acteurs économiques du secteur. Les externalités³ sont une préoccupation majeure des autorités de régulation qui suivent la mise en œuvre du processus de libéralisation des industries électriques dans l'Union Européenne, car elles favorisent certains acteurs économiques au détriment d'autres. Si le système de régulation ne les internalise pas, alors la stratégie des firmes pourrait se focaliser sur l'exploitation de ces imperfections de marchés pour dominer le marché. Ce type de stratégies va à l'encontre de l'esprit de la libre concurrence et rend donc le marché inefficace à long

³ "Externalité", [Baumol et Oates (1975)]: une externalité est l'influence sur la satisfaction d'un agent économique d'une ou plusieurs variables non choisies par cet agent, sans que cette influence donne lieu à échange ou à compensation monétaire.

terme. Par ailleurs, l'industrie électrique est fortement capitalistique, c'est à dire qu'elle nécessite de gros investissements. Dans l'industrie électrique, les investisseurs doivent s'attendre à un retour sur investissement à long terme. Une fois engagés, ces investissements constituent généralement des "coûts irrécupérables" car il ne peuvent généralement ni être revendus ni être utilisés à d'autres fins que la production d'électricité. Ces coûts irrécupérables entrent dans la composition de ce que l'on appelle les "coûts échoués". Ce sont les pertes financières encourues par une firme réglementée du fait du changement de son environnement réglementaire. Baumol et Sidak (1995) identifient trois catégories de coûts échoués : les investissements devenus non compétitifs après l'avènement de la concurrence, les engagements contractuels de long terme, et les coûts dits réglementaires tels que l'obligation de service universel incombant généralement à l'ancien monopole. Un autre aspect de cette industrie est l'hétérogénéité des technologies permettant la production d'un même bien indifférentiable. Nous pouvons citer comme exemple de cette hétérogénéité des moyens de production les centrales électriques nucléaires, hydrauliques, ou encore celles fonctionnant aux énergies fossiles tels que le charbon, le gaz et le pétrole. Le choix de la technologie pour la production d'électricité est décisif pour la compétitivité de la firme électrique. De ce choix va dépendre entre autres le niveau des coûts fixes et des coûts variables, les coûts et les délais d'ajustement de l'offre à la demande, les risques économiques liés aux matières premières énergétiques, ou encore les conséquences environnementales. Les avantages concurrentiels des producteurs d'électricité dépendent donc fortement des types d'installations dans lesquelles ils auront choisi d'investir initialement ; ces choix étant irréversibles et portant sur le long terme.

L'industrie électrique occupe une place particulièrement importante au sein du système économique. En effet, elle occupe le haut du tableau des échanges interindustriels, c'est-à-dire qu'elle fournit en énergie finale la grande majorité des acteurs économiques d'un pays. Nous avons pu constater dans différents pays le coût exorbitant d'une coupure de courant généralisée et la paralysie économique que cela pouvait entraîner. L'expérience californienne a montré à quel point une économie peut être mise à mal par une industrie électrique défaillante. A contrario, une industrie électrique efficace permettant un accès bon marché à l'énergie électrique est une condition nécessaire pour le développement et la croissance économique. Par ailleurs, l'électricité est un bien essentiel dans le quotidien des gens. C'est le bien de consommation qui est le plus largement consommé par l'ensemble de la population. La facture d'électricité pèse donc directement sur le pouvoir d'achat des gens, notamment

ceux appartenant aux couches les plus défavorisées de la société. Une électricité chère pourrait donc être source d'inégalités sociales et même de paupérisation des couches les plus vulnérables de la société. Afin de garantir les mêmes conditions d'accès égal à tous les citoyens, les autorités publiques ont imposé aux firmes électriques le service universel et la péréquation tarifaire. Le service universel consiste à desservir l'ensemble des personnes résidant sur un territoire donné et la péréquation tarifaire consiste à facturer un même prix malgré les différences de coûts d'interconnexion et d'approvisionnement. Ces mesures réglementaires visant à assurer la cohésion sociale et à réduire des inégalités régionales en terme de développement économique pourraient être remises en cause par la libéralisation des industries électriques car elles seraient de nature à perturber le bon fonctionnement des marchés et la libre concurrence. L'un des défis du nouveau système de régulation serait donc de concilier les exigences sociales en terme de cohésion nationale avec les règles du marché. En effet, le bon fonctionnement de l'industrie électrique est une exigence économique, sociale et donc politique.

Hétérogénéité des systèmes électriques européens.

Il existe une grande hétérogénéité concernant les modèles d'organisation des industries électriques au sein de l'Union Européenne. Concilier ces différences est l'un des principaux défis de l'UE qui s'est fixée comme objectif la mise en place d'un marché unique et homogène de l'énergie. Nous avons donc décidé de faire un bref état des lieux en comparant les différentes industries électriques des pays européens selon trois dimensions importantes (voir en annexe 1 le tableau récapitulatif). Il s'agit du niveau d'intégration générale, de la nature du capital et du niveau de concentration de l'industrie.

Intégration verticale.

Selon J.M. Glachant et D. Finon⁴, le modèle traditionnel d'intégration verticale des industries électriques s'est justifié pour trois raisons. La première concerne les spécificités techniques de l'industrie : l'électricité est une énergie non stockable (aspect temporel) et l'électricité ne peut être transportée qu'à travers un réseau de lignes électriques adapté (aspect spatial). En

⁴ FINON Dominique, GLACHANT Jean-Michel.- " Why do the European Union's electricity industry continue to differ ? A new institutional analysis ", p. 313-334. - In : C. Menard, dir. - Institution, contracts and organizations : perspectives from new institutional economics.- Londres : Edward Elgar, 2000, 458 p.

l'absence d'un régulateur protégeant le droit des firmes au libre accès au réseau ou encore assurant l'adéquation entre l'offre et la demande, ces spécificités techniques poussent les firmes à être intégrées verticalement pour mieux maîtriser les aléas du marché. Il y a un tel niveau d'interdépendance entre les différents segments de l'industrie électrique qu'en l'absence d'un système de régulation adéquat et efficace une firme a intérêt à être verticalement intégrée pour accroître ses capacités d'action. La seconde raison tient au fait que les industries électriques sont considérées comme des monopoles naturels. Dans le cadre d'un marché libre, l'industrie électrique se rapprocherait naturellement d'un monopole. Les firmes essaieraient donc de bénéficier des avantages d'un monopole naturel en s'intégrant verticalement. Et enfin, la troisième raison concerne les externalités de réseau dont doit se prémunir une firme. Là encore, seul un système de régulation adéquat et efficace peut permettre une remise en cause du modèle d'intégration verticale quelle que soit sa forme⁵.

L'intégration verticale semble être la caractéristique structurelle la plus importante d'un système électrique. L'un des principaux objectifs de la libéralisation est justement de segmenter verticalement les industries électriques afin d'introduire la concurrence partout où cela est possible. Le niveau d'intégration verticale d'une industrie est donc révélateur du niveau de libéralisation auquel est parvenu un pays. Nous avons classé 14 pays de l'Union Européenne en trois groupes selon leur niveau d'intégration verticale. Le premier groupe concerne les pays dont l'industrie a la caractéristique d'être totalement intégrée verticalement : c'est à dire dont la compagnie nationale (publique ou privée) est leader sur chacun des segments de l'industrie. Le second groupe concerne les pays dont l'industrie électrique est partiellement intégrée verticalement : les pays dont les entreprises électriques sont présentes sur au moins deux segments (sur trois) de l'industrie. Ces deux segments sont généralement ceux de la production et de la distribution. Le troisième groupe concerne les pays dont l'industrie électrique est "faiblement" ou n'est pas intégrée verticalement : les pays dont aucune entreprise électrique n'est présente sur plus d'un segment de l'industrie.

⁵ Formes de quasi-intégration verticale : contrats à long terme, contrats d'exclusivité régionale, coopérations exclusives sous la forme de clubs professionnels, participations dans le capital, ...

Tableau 1.3 : Répartition des industries électriques européennes selon leur degré d'intégration verticale.		
Groupe 1	Groupe 2	Groupe 3
Intégré verticalement	Segmentation partielle	Segmentation totale
Irlande	Espagne	Grande-Bretagne
Grèce	Allemagne	Portugal
France	Autriche	Finlande
Belgique		Suède
Italie		Pays-bas
		Danemark
Voir les détails des industries électriques européennes en Annexe 1.		

Les directives européennes 96-92-CE et 2003-54-CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité n'imposent pas une désintégration verticale de l'industrie au sens de la cession de la propriété, mais insiste sur la séparation comptable et juridique entre les différentes activités de production, de transport et de distribution. Nous avons considéré que ces pays étaient toutefois plus proches du troisième groupe que du second.

Nature du capital : publique et privée.

Il existe également un clivage entre les différentes industries électriques en Europe portant sur la nature du capital des firmes électriques. La nature du capital d'une firme peut être publique, privée ou mixte. Les différentes directives européennes n'imposent pas la privatisation des compagnies nationales d'électricité, mais insistent sur le respect de la libre concurrence dans le cadre de l'ouverture des marchés. Il est certain que la privatisation complète de l'industrie électrique offre plus de garanties aux investisseurs et aux autorités européennes quant à la non intervention de l'Etat et à la crédibilité des réformes. Le processus de privatisation engagé par certains états européens repose en partie sur des croyances fausses. La première de ces fausses croyances est de penser que dans un contexte de marché libéralisé non discriminatoire régi par les lois de la libre concurrence, la forme de propriété la plus adaptée est la propriété privée. En effet, les firmes privées, dont l'unique objectif est de maximiser l'espérance de leurs profits sous certaines contraintes dues au marché et à la réglementation, défendraient mieux leurs intérêts face aux exigences de la compétition et de la concurrence que les entreprises publiques qui privilégieraient plus leur rôle de service public et pourraient de surcroît se révéler trop bureaucratiques ou pas assez réactives au sein d'un jeu concurrentiel (Graham et Prosser, 1991). C'est la raison pour laquelle on voit de plus en plus de pays européens privatiser, en partie au moins, leur industrie électrique. Mais une étude empirique menée par Pollitt (1995) montre qu'il n'existe pas de différences significatives entre les performances et

les actions des compagnies privées et celles des compagnies publiques dans un système électrique traditionnel. Une autre fausse croyance est de considérer que les états tendraient à favoriser leurs entreprises publiques face aux acteurs privés. En prenant l'exemple du North Pool, Pollitt remarque également dans le même article que cela n'est pas nécessairement vrai. La nature du capital ne peut donc pas servir d'indicateur pour présumer du niveau de libéralisation de l'industrie électrique d'un pays. Cela dit, l'introduction de capitaux privés dans l'industrie peut être considérée comme un signal visant à renforcer la crédibilité des réformes d'un pays. Cette privatisation de l'industrie électrique accompagne généralement l'ouverture progressive des marchés selon les étapes définies par les directives européennes. La base des clients éligibles⁶ est graduellement élargie, laissant ainsi plus de place à la concurrence et aux acteurs privés.

Concentration de l'industrie.

La troisième dimension qui nous semble différencier les industries électriques européennes est la concentration au sein des différentes activités ou le degré d'intégration horizontale comme l'exprime JM Glachant et D Finon (2000). En effet, plusieurs auteurs tels que Joskow et Schmalensee (1983), Tenenbaum et al. (1992) et Backer et al (1994) considèrent qu'un fort degré d'intégration horizontale est une menace directe à la libre concurrence et donc à l'aboutissement des réformes de libéralisation. Nous avons utilisé l'indice IHH de Herfindhal-Hirschman pour mesurer la concentration au sein des industries électriques (voir annexe). Nous avons calculé cet indice pour les activités de production, de transport et de distribution car le problème se pose différemment selon le secteur que l'on considère.

Le secteur de la production est le premier à avoir été pressenti à une ouverture de marché et à l'introduction d'une forme de concurrence. Il est clair qu'une trop forte concentration contrarierait la libre concurrence et mettrait en péril les réformes de libéralisation. Selon Green (1996), un marché devrait compter au moins cinq producteurs indépendants ayant chacun moins de 20% de parts de marché pour décourager les stratégies de domination et les collusions. Cependant, lorsque l'on étudie la concentration au sein d'un marché, il est important de définir son périmètre naturel. Ce n'est qu'après avoir identifié le marché pertinent que l'on pourra évaluer le niveau de concentration du marché. Dans certains pays, la production peut être fortement décentralisée au niveau national, mais elle peut être fortement

⁶ Partie du marché ouvert à la concurrence.

concentrée au niveau local ou régional. C'est le cas par exemple du Danemark et des Pays-Bas. En ce qui concerne le secteur de la distribution, on est souvent confronté au problème des monopoles locaux (ML). C'est à dire que bien qu'il existe un grand nombre de distributeurs, ils n'entrent pas en compétition directe les uns avec les autres car chacun d'eux bénéficie de droits d'exclusivité sur une territorialité ou d'une concession. On retrouve ici le même problème de marché pertinent pour évaluer la concentration au sein du secteur de la distribution. Il est par ailleurs difficile d'estimer cette concentration par l'indice IHH. Le cas de l'Espagne se prête bien au calcul de la concentration par l'indice IHH. Ce qui n'est pas le cas de la Suède ou de la Finlande où il existe respectivement 300 et 125 compagnies de distribution d'électricité dont la majorité sont la propriété de municipalités. Et enfin le secteur du transport de l'électricité que l'on pourrait distinguer en deux activités : la maintenance du réseau et son développement, et le contrôle et la coordination des flux d'électricité. Si un certain niveau de désintégration horizontale pouvait permettre un meilleur contrôle des coûts d'équipement et de maintenance à travers les mécanismes de la concurrence, il n'en est pas de même en ce qui concerne le contrôle des flux d'électricité. En effet, comme cela a été montré par Williamson (1996), il pourrait alors émerger un problème de coopération entre des centres de décisions indépendants ne partageant ni les mêmes informations, ni les mêmes responsabilités, ni encore les mêmes gains (ou pertes) découlant de leurs actions. Aux Etats-Unis, la fragmentation horizontale de la gestion des réseaux de transports a été identifiée comme étant un obstacle majeur à l'expansion du marché de gros de l'électricité. C'est ce que E. Khan (1994) appelle "The Patchwork Problem". C'est la raison pour laquelle la plupart des réseaux de transport d'électricité des pays de l'Union Européenne sont entre les mains d'un monopole public ou privé.

Ces critères de différenciation entre les industries électriques sont en soi de bons indicateurs de leur degré de concurrence, d'ouverture du marché et donc de libéralisation.

Les différentes expériences de dérégulation en Europe.

En Grande-Bretagne.

La Grande-Bretagne, représentant une consommation d'environ 350 TWh, est le premier pays européen à avoir entrepris la libéralisation de son industrie électrique. Cette libéralisation découle de l'"Electricity Act" de 1989 qui entra en vigueur le 31 mars 1990. Pour J-M.

Glachant (2003) il s'agit du « plus grand jeu de meccano industriel de la fin du 20^e Siècle ». Avant cette date, l'industrie électrique britannique était composée de plusieurs entités nationalisées et regroupées en trois ensembles géographiques : l'Angleterre et le Pays de Galles⁷, l'Ecosse, et l'Irlande du Nord. Le schéma de libéralisation n'a pas été le même pour ces différentes régions. La région d'Angleterre et du Pays de Galles, la plus importante en terme de demande (50 GW) fut la première touchée. L'ancienne compagnie nationale, "The Central Electricity Generating Board" (CEGB), qui assurait la production, le transport et la distribution dans 12 régions fut démantelée en trois compagnies de production (National Power, PowerGen, et Nuclear Electric), en 12 compagnies régionales de distribution (RECs), et en une compagnie de transport (The National Grid Compagny). Pour accompagner cette libéralisation, un marché de l'électricité fut créé pour faciliter les échanges et favoriser la concurrence (Electricity Pool), et un régulateur (OFFER – Office of Electricity Regulation) a vu le jour pour assurer la cohérence du tout. En Ecosse, où la demande est de 5GW, les deux entités nationalisées, South of Scotland Electricity Board (SSEB) et North of Scotland Hydro Electricity Board (NSHEB), se sont transformées en deux compagnies verticalement intégrées, Scottish Power et Scottish Hydro Electricity, assurant la production, le transport, et la distribution dans leur région respective. Et enfin, en Irlande du Nord où la demande avoisine 1,6GW, l'industrie électrique n'a été privatisée qu'en 1992 lorsque la compagnie nationale, North Ireland Electricity (NIE), a vendu 4 de ses centrales électriques à trois compagnies privées. Quant aux activités de transport et de distribution, elles furent privatisées en 1993. On peut noter que la libéralisation de l'industrie électrique en Grande-Bretagne s'est faite par le démantèlement de l'ancienne compagnie nationale et la privatisation de ses différentes entités. Le fait que l'Etat détenait la propriété de tous les actifs de l'industrie a simplifié la mise en œuvre des réformes, et a donc augmenté leurs chances de succès. Il a cependant fallu assouplir cette réforme concurrentielle pour passer outre certains obstacles institutionnels. Pour des raisons politiques, pour ne pas aliéner davantage le particularisme écossais⁸, l'Ecosse ne fut pas contrainte de désintégrer verticalement et horizontalement son industrie électrique qui fut dispensée de *pool*. Pour rendre privatisable le nucléaire, le gouvernement a dû subventionner durant plusieurs années British Nuclear en levant une taxe de 10% sur toutes les ventes d'électricité, et garder dans son giron les vieilles centrales de type Magnox. Et enfin, les douze distributeurs régionaux ont bénéficié de tarifs généreux que les consommateurs non éligibles ont du payer jusqu'à ce que le régulateur reprenne en main

⁷ Cette zone est interconnectée avec la France pour une capacité de transmission 2GW et à l'Ecosse.

⁸ Tiré de Glachant, "4 designs de réforme électrique" (2003), citant un interview fait en 2002 de S. Littlechild.

les tarifs. Ainsi donc, les réformes de libéralisation ont dû être assouplies pour permettre le succès du programme de privatisation. La gouvernance de ces réformes de libéralisation est caractérisée par un fort pivot privé et un fort pivot public. Le pivot privé est formé par le transporteur NGC et du marché de gros “Electricity Pool” qui est possédé et administré par l’ensemble des producteurs, des distributeurs et des fournisseurs d’énergie. Le pivot public est constitué du seul régulateur OFFER qui est doté de pouvoirs et de ressources étendus. Bien que cette gouvernance soit hybride, le pivot privé n’a jamais pu prendre le dessus sur le pivot public qui a toujours su garder sa capacité à orienter les réformes. Le régulateur a d’ailleurs joué un rôle prédominant dans la conception et le renforcement des mécanismes de concurrence, notamment en remplaçant, en 2001, le *pool* par un nouveau régime de marché de gros : le NETA.

En Allemagne.

Le cas de l’Allemagne est complètement différent de celui de la Grande-Bretagne. Contrairement à la Grande-Bretagne, l’Allemagne est un Etat fédéral décentralisé qui ne possède pas la propriété de son industrie électrique. Ce sont les autorités publiques régionales et locales qui détiennent la propriété de la majeure partie des actifs de l’industrie. Le système de gouvernance politique des Etats et la propriété des actifs de l’industrie électrique sont donc les deux principales différences institutionnelles entre ces deux pays. Il s’en suivra, comme le montre le tableau ci-dessous, que les modèles anglais et allemand de libéralisation de l’industrie électrique sont presque en tous points opposés. Commençons par décrire les mutations du marché allemand. L’Allemagne est un marché de 550 TWh. Contrairement à la Grande-Bretagne, la politique de dérégulation n’a imposé aucune restructuration industrielle directe (Mez, 2003 ; Glachant, 2003). Aucune entreprise n’a donc été contrainte de modifier son portefeuille d’activités. Cependant, la réforme a provoqué une vague de fusions-acquisitions (F&A). Elle a réduit le nombre d’entreprises verticalement intégrées en production et en transport de huit à quatre. Alors que le niveau de production des plus grandes entreprises intégrées ne dépassait pas les 40 TWh, ceux des quatre nouvelles entités ont atteint 40, 75, 100 et 160 TWh. L’industrie électrique allemande est composée de huit zones régionales qui, avant la réforme, étaient gérées par huit entreprises verticalement intégrées – elles sont à présent quatre – et interconnectées entre elles. Elles contrôlent 80% de la production nationale et 33% de la distribution qui est assurée par ailleurs à hauteur de 31% par une cinquantaine d’entreprises régionales et à hauteur de 36% par quelques 600 entreprises municipales. L’implication de l’Etat dans la réforme concurrentielle allemande est

minime. Le gouvernement fédéral n'a imposé aucune restructuration industrielle, et n'a pas non plus initié la création de marchés organisés de gros ou de détail. Il a seulement énoncé à travers une loi de libéralisation les principes généraux de la réforme tels que la suppression de contrats de démarcation entre anciennes zones de monopole, l'attribution de l'éligibilité à tous les consommateurs, et la séparation comptable entre la production, le transport et la distribution. En fait, l'élaboration des règles de la réforme résulte de l'élaboration des "accords de branche" issus d'une concertation entre les professionnels, ou de la création d'entreprises privées tels que les deux bourses rivales de Francfort et de Leipzig.

Tableau 1.4 : Différences entre les industries électriques en Grande-Bretagne et en Allemagne.

Grande-Bretagne (1990) <i>(Angleterre et Pays de Galles)</i>	Allemagne (1998)
<u>DIFFERENCES DE REFORMES</u>	
<ul style="list-style-type: none"> - Les activités de production et de distribution sont désintégrées horizontalement et verticalement - L'activité de transport est désintégrée verticalement, mais intégrée horizontalement. - Création d'un marché de gros obligatoire, régulé et centralisé : "The Power Pool". - Contrats bilatéraux interdits pour des échanges physiques d'énergies. - Accès au réseau de tierces parties : Elaboration de règles spécifiant les conditions d'accès au réseau. - Création d'une autorité de régulation indépendante (OFFER) 	<ul style="list-style-type: none"> - Les activités de production et de distribution <u>n'ont pas été</u> désintégrées verticalement. - L'activité de transport <u>n'a pas été</u> désintégrée verticalement, et/ou intégrée horizontalement. - Un marché de gros <u>n'a pas été</u> créé par l'Etat. Deux marchés de gros non obligatoires se sont créés à l'initiative de compagnies privées. - Les contrats bilatéraux pour des échanges physiques d'énergies <u>ne sont pas</u> interdits. Ils sont plutôt la règle. - Accès au réseau de tierces parties : <u>Il n'existe pas</u> de règles régulant l'accès au réseau des tierces parties. Celui-ci est négocié entre les utilisateurs et les réseaux de transport. - Une autorité de régulation <u>n'a pas été</u> créée.
<u>DIFFERENCES INSTITUTIONNELLES :</u>	
<ul style="list-style-type: none"> - Les droits de propriété sur les actifs de l'industrie électrique <u>sont</u> majoritairement détenus par l'Etat. - Système de gouvernance : L'Etat est plutôt centralisé. Le gouvernement possède un certain contrôle sur le processus législatif. Une alliance entre le gouvernement et le parlement détiendrait tous les pouvoirs pour réguler l'industrie électrique – à l'exclusion de toute autre forme d'autorité publique. 	<ul style="list-style-type: none"> - Les droits de propriété sur les actifs de l'industrie électrique <u>ne sont pas</u> détenus par l'Etat fédéral. Ce sont les autorités locales et régionales qui en détiennent la majorité. - Système de gouvernance : L'Etat est plutôt <u>décentralisé</u>. Le gouvernement fédéral ne peut agir sans l'accord du parlement fédéral qu'il doit convaincre pour avoir son soutien. Ensuite, cette alliance entre le gouvernement et le parlement fédéral doit partager les pouvoirs de régulation avec les autorités publiques régionales et locales qui peuvent contester les réformes sur l'industrie électrique auprès d'une cour constitutionnelle.
Référence : Informations extraites de l'article de Glachant J-M. et Finon D. (2000)	

On voit bien que, contrairement à la gouvernance des réformes anglaises dont la caractéristique, rappelons le, est d'être hybride (public/privée), la gouvernance allemande

repose essentiellement sur son pivot professionnel. Ceci est illustré par le fait que l'administration fédérale n'a pas créé de régulateur, et la gouvernance publique a été réduite à son minimum : moins d'une vingtaine de personnes réparties entre le ministère fédéral de l'industrie et l'autorité fédérale de la concurrence. Alors que le pivot professionnel repose sur trois puissantes composantes : les entreprises du réseau, le noyau plus formel des fédérations professionnelles électriques⁹ signataires des "accords de branche", et les associations du patronat allemand (BDI) et des grands consommateurs industriels d'énergies (VIK) qui participent aux négociations sur les "accords de branche". Le tableau précédent résume clairement les caractéristiques des modèles de dérégulation anglais et allemand, et met en évidence leur opposition. La réforme électrique allemande a donc consisté en l'énonciation par les autorités publiques des principes concurrentiels à respecter, et par la mise en application de ces principes par les professionnels qui par la concertation et la négociation ont élaboré le contenu de la réglementation.

Pour conclure sur ces pays européens, nous pouvons remarquer que les intérêts privés n'ont pas trop été affectés par les réformes. Ces réformes ont été d'autant plus radicales que le pouvoir politique des Etats est centralisé – le cas de la Grande Bretagne en offre un bon exemple. Et elles ont été d'autant moins radicales que les professionnels s'y sont impliqués. Le fait que les réglementations et leurs institutions émergent d'un consensus à l'intérieur de l'industrie pourrait être un facteur de succès de la libéralisation des marchés électriques. En Allemagne, les réformes ont été entreprises par le monde professionnel. Il a ainsi pu adapter les principes de concurrence énoncés par les autorités publiques à leurs intérêts propres. Dans les pays scandinaves, la régulation a été menée à travers la position dominante de la compagnie nationale. En Grande-Bretagne, il a fallu réformer le pool et mettre en place le NETA pour préserver les intérêts de chacune des firmes tout en préservant l'intérêt général de la société.

Comme l'analysait Dominique Finon (2001), le marché européen de l'électricité, et plus largement de l'énergie, n'est en fait que la juxtaposition des marchés nationaux. L'hétérogénéité institutionnelle entre les marchés des différents pays européens et le manque d'infrastructures d'interconnexion handicapent la constitution d'un marché unique et homogène. Le rôle de la commission est de faire respecter un certain nombre de principes

⁹ L'association des transporteurs, l'association des distributeurs régionaux, l'association des distributeurs municipaux, et l'association générale des entreprises électriques

relatifs à la libre concurrence dans l'ensemble des marchés européens. Nous pouvons citer comme exemple le libre choix du fournisseur, le libre accès aux réseaux, l'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution par rapport aux autres activités dites concurrentielles ou encore l'indépendance du régulateur par rapport aux autorités publiques. Chaque pays est libre de mettre en oeuvre ces principes à sa convenance et donc de suivre le schéma de libéralisation qui convient le mieux à ses structures institutionnelles. De manière générale, les états se désengagent progressivement de la gestion de ce secteur hautement stratégique et les mécanismes de régulation traditionnels sont remplacés par des mécanismes de marché. Le choix de la libre concurrence comme norme d'organisation industrielle repose avant tout sur l'idée que le marché offre un moyen impartial d'arbitrer entre les différents intérêts nationaux en vue de la constitution d'un marché unique. Ce choix douloureux pour les états – puisqu'ils abandonnent une partie de leurs pouvoirs sur un secteur hautement stratégique – a d'ailleurs fait l'objet d'un consensus de l'ensemble des états européens. Il ne faut donc pas y voir nécessairement une volonté d'améliorer l'efficacité économique des marchés nationaux dont certains se portaient assez bien, mais plutôt une manière d'améliorer la sécurité énergétique européenne si nécessaire à la stabilité économique de l'Europe. Les pays européens ont pris conscience que les questions de sécurité énergétique européenne ne pouvaient avoir de réponse qu'à un niveau supranational. Le défi majeur de la libéralisation du secteur de l'énergie et la constitution d'un marché unique est donc d'améliorer la sécurité énergétique de l'ensemble européen tout en préservant l'efficacité économique des industries nationales. L'objectif est de faire de l'UE un marché homogène avec des coûts de l'énergie relativement faibles et plus ou moins homogènes selon les pays. Pour réaliser cet objectif, l'Europe devrait s'appuyer sur les mécanismes de marché porteurs d'efficacités économiques accompagnées par une forte régulation qui servirait de garde fou contre les imperfections de marché.

1.1.2. L'industrie gazière : vers la globalisation d'une industrie régionale.

En Europe et plus généralement dans le monde, l'industrie gazière a connu ces deux dernières décennies de fortes mutations. Au niveau européen, le premier facteur de mutation de l'industrie gazière est d'ordre institutionnel. Si les opérateurs historiques continuent à dominer fortement leurs marchés nationaux, la libéralisation de l'industrie a profondément

remis en cause l'environnement légal et réglementaire des compagnies gazières européennes. Le remise en cause du cadre institutionnel régissant les transactions a également profondément modifié la relation client-fournisseur. Du fait des rigidités physiques de cette industrie (réseaux peu maillés, insuffisance des hubs gaziers) les opérateurs historiques devraient préserver encore pour un temps leur position dominante. Cependant, la libéralisation de leur industrie a significativement modifié leurs stratégies de développement. L'innovation technologique est un autre facteur de mutation de l'industrie gazière. Le développement du GNL contribue à l'amorce d'un processus de globalisation et les avantages de la cogénération pour la production d'électricité contribuent à la convergence des industries électriques et gazières. Le gaz naturel s'impose de plus en plus dans les bilans énergétiques des pays industrialisés et des pays émergents. Les contraintes environnementales et les craintes vis-à-vis de l'imminence d'un pic pétrolier sont également en partie responsables de ces importants changements qui ont permis à l'industrie gazière d'élargir les limites aussi bien géographiques que sectorielles de son marché traditionnel.

Présentation générale de l'industrie gazière.

Les spécificités du gaz naturel

Il serait difficile de mener une réflexion sur l'industrie gazière sans prendre en considération les spécificités du gaz naturel. Comme nous l'avons fait précédemment pour l'électricité, nous nous proposons de rappeler les principales spécificités de cette énergie. A l'instar de l'industrie électrique, l'industrie gazière est une industrie de réseau, fortement capitalistique, dont le type d'organisation industrielle a longtemps été, en Europe, celui du monopole public verticalement intégré. Du fait des fortes économies d'échelle, notamment dans les secteurs du transport et de la distribution, ces deux industries ont traditionnellement été considérées comme des monopoles naturels. La libéralisation de ces deux industries a suscité les mêmes préoccupations en termes de gestion du réseau et de planification de l'investissement. Cependant, la réflexion sur la libéralisation de l'industrie électrique ne peut pas être transposée directement à l'industrie gazière. En effet, comme le font remarquer J. Percebois et J-M. Chevalier (2007), le gaz naturel et l'électricité s'opposent également sur un grand nombre de caractéristiques. Nous en faisons brièvement l'inventaire ci-après :

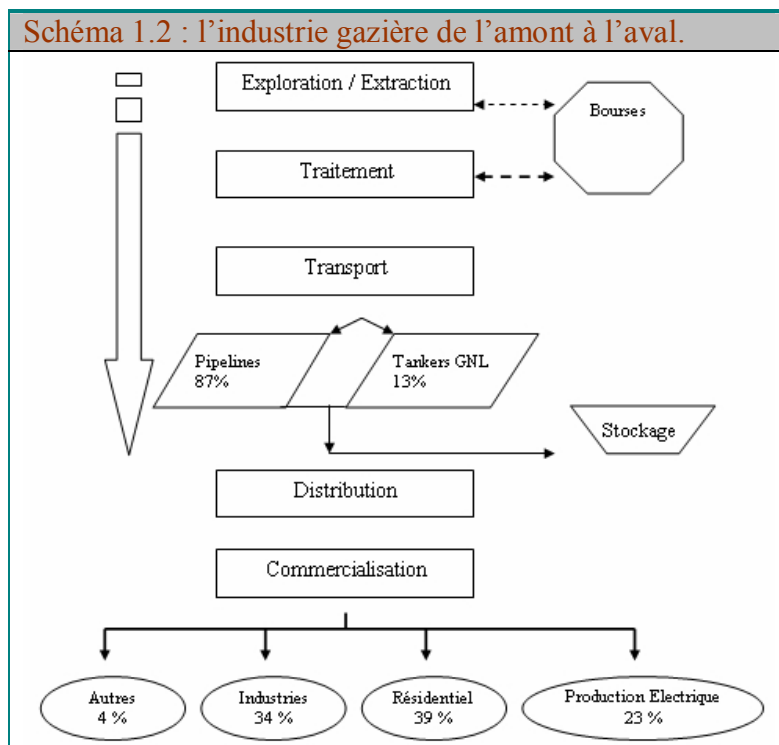
- Contrairement à l'électricité, le gaz naturel est stockable. La volatilité des prix du gaz naturel sur les marchés spot est par conséquent plus faible que celle de l'électricité.

- Contrairement à l'électricité (cela est particulièrement vrai pour le secteur résidentiel), le gaz naturel n'a pas d'usage captif. Il doit par conséquent être compétitif avec le moins cher de ses substituts.
- Contrairement aux réseaux électriques, les réseaux gaziers européens suivent généralement une architecture arborescente peu maillée conçue pour relier un petit nombre de producteurs à un grand nombre de consommateurs (Angelier, 2005).
- Contrairement à l'électricité, le gaz naturel est souvent importé d'un autre pays. En effet, environ 60% du gaz naturel consommé dans l'UE traverse au moins une frontière contre moins de 10% pour l'électricité.
- Contrairement à l'industrie électrique, l'amont de l'industrie gazière échappe dans une large mesure au contrôle des pays européens et au droit communautaire.
- Contrairement à l'industrie électrique, la production a été de longue date ouverte à la concurrence. Les sociétés pétrolières internationales et les sociétés nationales en Russie, en Algérie et en Norvège constituent un oligopole gazier concurrentiel. Le marché européen étant très rémunérateur et offrant des perspectives de croissance intéressantes, les producteurs se livrent à une importante concurrence pour l'approvisionnement du marché européen

Les différentes filières de l'industrie gazière

Du fait de la proximité de leurs activités dans les domaines de l'exploration et de la production, les compagnies pétrolières sont les principales firmes impliquées dans l'amont du secteur du gaz naturel. Par contre, les filières du transport et de la distribution de gaz sont quant à elles plus proches des activités de transport et de distribution de l'électricité. Cette industrie était généralement verticalement intégrée, fortement réglementée et souvent dominée par un monopole d'Etat. Les compagnies productrices exploraient et produisaient le gaz naturel. Il était ensuite vendu aux entreprises en charge des gazoducs pour être transporté jusqu'aux compagnies locales de distribution qui avaient la charge de le commercialiser. Le processus de libéralisation a radicalement changé ce schéma d'organisation industrielle. Les compagnies de transport ou de pipeline ont acquis une plus grande autonomie par rapport aux producteurs ou aux distributeurs et fournissent même parfois directement de grands clients. Par ailleurs, à la faveur de l'ouverture des marchés énergétiques en Europe et dans le monde, les firmes de gaz naturel ont diversifié leurs activités et étendu leurs participations vers

l'international. Elles sont donc de plus en plus concurrencées sur leur marché traditionnel par de nouveaux acteurs trans-frontaliers et/ou trans-sectoriels. De ce fait, l'intégration verticale tend à s'effacer devant la concentration horizontale. La majorité des grands consommateurs a tendance à s'approvisionner directement auprès des producteurs ou des intermédiaires, alors que les petits consommateurs, qu'ils soient résidentiels, commerciaux ou industriels continuent de traiter avec les réseaux locaux.



Les principaux acteurs du marché gazier européen.

Du fait de la libéralisation de l'industrie, de nouveaux acteurs ont également vu le jour. Des acteurs institutionnels tels que des *autorités indépendantes de régulation* devant instaurer et organiser la libre concurrence ou des *bourses* devant faciliter et organiser les échanges ont ainsi vu le jour dans plusieurs pays européens. Dans le sillage de ces bourses, un certain nombre de sociétés intermédiaires, de *grossistes* et de *traders* ont émergé. Ils contribuent à fluidifier les échanges et donc à renforcer l'efficacité du marché.

Il existe actuellement quatre grands groupes de firmes sur le marché gazier européen : les opérateurs historiques, les firmes pétrolières et gazières européennes, les compagnies nationales des pays exportateurs non européens et les firmes électriques comme nouveaux entrants.

- *Les opérateurs historiques* sont généralement d'anciens monopoles nationaux ou locaux. Dans la majorité des pays européens, ces opérateurs avaient surtout le contrôle du transport, de la distribution et de la commercialisation. Parmi ces opérateurs nous pouvons citer RWE (Allemagne), Gas Natural (Espagne), GDF (France), ENI (Italy), Distrigaz (Pays-Bas), Centrica (Grande Bretagne) et E.ON (Allemagne). Fragilisés par la libéralisation de leur industrie et l'obligation de maintenir des réseaux de transport et de distribution indépendants, les opérateurs ont du opter pour des stratégies de croissance plus offensives vers l'amont de l'industrie et/ou vers l'industrie électrique. Ils espèrent ainsi produire une plus grande part de leurs ventes.
- *Les firmes pétrolières et gazières européennes* ont en charge la production intra européenne de gaz naturel. En 2004, 81% de la production européenne de gaz naturel fut assurée par à peine 10 firmes. Ces firmes sont¹⁰ ExxonMobil (18%), Shell (16%), EBN (13%), Total (7%), ENI (7%), BP (6%), Centrica (5%), ConocoPhillips (4%), BG (3%), et GDF (2%). Ces compagnies sont donc fortement présente en amont de l'industrie que ce soit en Europe ou ailleurs.
- *Les compagnies des pays exportateurs non européens* ont un poids important puisque les importations représentent environ 50% de la consommation européenne. Les importations sont également très concentrées. Gazprom (Russie) fournit à elle seule 24% de la consommation européenne en gaz naturel, Sonatrach (Algérie) et Statoil (Norvège) représentent quant à elles 10% chacune. Ces compagnies étaient jusqu'ici cantonnées à l'exploitation de leurs ressources nationales, mais la libéralisation des marchés énergétiques européens les a incitées à plus se développer vers l'aval de l'industrie gazière ou même à se diversifier vers le secteur de l'électricité.
- *Les firmes électriques* sont des nouveaux entrants dans l'aval de l'industrie du gaz européen. Sous l'effet combiné de la libéralisation des industries gazières et des industries électriques, un nombre croissant de firmes électriques se diversifie vers l'industrie gazière. A terme, l'aval de l'industrie du gaz et l'industrie électrique pourraient converger pour ne former qu'un seul métier ou un seul marché au sein duquel les firmes pourraient proposer une offre énergétique diversifiée.

L'industrie du gaz naturel est donc une industrie fortement concentrée. Gazprom, Statoil, Gazunie et Sonatrach fournissent l'essentiel de l'offre en gaz naturel. Le secteur du transport

¹⁰ Armelle Lecarpentier « La stratégie des acteurs du marché gazier européen », Panorama 2006, IFP.

est également très concentré : les principaux transporteurs sont E.ON-Ruhrgas, GDF, SNAM, Enagas et Centrica. Et enfin, la distribution est généralement entre les mains de monopoles locaux. La libéralisation de cette industrie se heurte donc à de fortes rigidités à la fois physiques (architecture arborescente du réseau des réseaux gazier nationaux) et institutionnelles : le fort ancrage des opérateurs historiques sur leur marché national (voir tableau plus bas) constitue avec la concentration des marchés un obstacle important sur la voie de la libéralisation de cette industrie.

Tableau 1.5 : le poids des opérateurs historiques en 2004.

Pays	Part dans les importations des opérateurs historiques	Part dans la production domestique des opérateurs historiques
Autriche	80-90 %	-
Belgique	90-100 %	-
République Tchèque	90-100 %	-
Danemark	-	80-90 %
France	90-100 %	-
Grande-Bretagne	20-30 %	40-50 %
Allemagne	90-100 %	80-90 %
Hongrie	90-100 %	90-100 %
Italie	60-70 %	80-90 %
Pays-Bas	50-60 %	90-100 %
Pologne	90-100 %	90-100 %
Slovaquie	90-100 %	-

Tiré de J-M. Chevalier et J. Percebois « Gaz et Electricité, un défi pour l'Europe », Rapport énergie - CAE, 2007.
Sources : Sector Inquiry, Eurostat, National Regulatory Authorities.

Quelques données concernant la dépendance des pays européens vis-à-vis du gaz naturel.

Le gaz naturel représente environ 18,5% du bilan énergétique de l'UE des 15 (Annexe 2) et environ 24% du bilan énergétique de l'UE des 27. Seuls la Grande-Bretagne et les Pays-bas disposent de réserves conséquentes. Cependant, leur production de gaz naturel, bien qu'importante, est rentrée dans sa phase de déclin. Par ailleurs, la production des pays européens est insuffisante pour couvrir leur consommateur. Nous pouvons constater sur le tableau ci-dessous l'importance des fournisseurs non communautaires dans le bilan gazier des principaux pays européens. En 2006, les importations de gaz naturel ont représenté plus de 60% de la consommation de l'Europe des 27. En 2030, elles devraient s'élever à environ 84% de la consommation des pays européens (J. Percebois, 2007). La dépendance de l'Europe vis-à-vis de ses fournisseurs extérieurs de gaz naturel devrait donc s'accroître dans les décennies à venir.

Tableau 1.6 : Situation gazière des pays européens.

Pays	Part du gaz dans la consommation d'énergie primaire	Part du gaz dans la production d'électricité	Production de gaz	Part de la production domestique dans la consommation de gaz	Origine des importations de gaz (principales sources)
Pays-Bas	45%	63%	Oui	Exportateur net	Allemagne (41%), Norvège (37%)
Hongrie	44%	36%	Oui	Modeste	Russie (81%), Autres (19%)
Italie	40%	45%	Oui	16%	Algérie (39%), Russie (37%), Pays-Bas (13%)
Royaume-Uni	39%	40%	Oui	90%	Norvège (72%), Belgique (28%)
Roumanie	35%	19%	Oui	Modeste	Russie (100%)
Belgique	26%	28%	Non	-	Pays-Bas (42%), Norvège (37%), Algérie (17%)
Allemagne	23%	12%	Oui	17%	Russie (45%), Norvège (32%), Pays-Bas (23%)
Autriche	23%	19%	Oui	Modeste	Russie (82%), Norvège (14%)
Danemark	23%	25%	Oui	Exportateur net	-
Espagne	18%	20%	Non	-	Algérie (52%), Nigéria (18%), Qatar (14%)
Rép. Tchèque	17%	6%	Non	-	Russie (74%), Norvège (26%)
France	15%	4%	Oui	Modeste	Norvège (27%), Russie (21%), Pays-bas (20%), Algérie (12%)
Portugal	13%	26%	Non	-	Algérie (63%), Nigéria (37%)
Pologne	13%	3%	Oui	Faible	Russie (63%)
Bulgarie	13%	4%	Oui	Faible	Russie (100%)
UE (27)	24%	20%	Oui	38%	Russie (46%), Norvège (27%), Algérie (20%), Autres (7%)

Source : Commission Européenne (Chiffre 2005).

Tiré de Jacques Percebois « Les perspectives d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe », Présentation au colloque « La sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel » - Mai 2007.

Nous pouvons constater sur le tableau 1.7 ci-dessous que les besoins en gaz naturel des principaux marchés régionaux vont fortement augmenter. Nous verrons plus loin dans le chapitre que compte tenu des fortes incertitudes au niveau énergétique, climatique et géopolitique pesant sur l'économie mondiale des prochaines décennies, un tel niveau de consommation pourrait ne jamais être atteint. Cependant, si l'on suppose que les prévisions des institutions financières internationales sur la croissance économique mondiale pour les prochaines décennies se confirment, la consommation mondiale devrait plus que doubler d'ici 2020. Il n'est pas sûr que les marchés puissent mettre en place pour 2020 les capacités de production et de transport nécessaires à la satisfaction de tels besoins. De fortes tensions entre l'offre et la demande sont donc à prévoir sur les marchés du gaz naturel. Cela suscitera une concurrence de plus en plus forte entre les différents marchés régionaux. La libéralisation de l'industrie gazière européenne est une manière de renforcer sa compétitivité et de renforcer l'attractivité du marché européen. Afin de renforcer la flexibilité des industries gazières européennes, l'UE encourage le développement des capacités d'importation de Gaz Naturel Liquéfié. En 2004, les importations de GNL représentaient environ 13% des importations en gaz naturel (Eurogas – Statistics 2004).

Tableau 1.7 : Les besoins d'importation en gaz naturel (milliard de mètres cube).

REGIONS	2005	2010	2020
Europe (Norvège incluse)	220	305	530
Etats-Unis	115	180	210
Japon, Corée, Taiwan	125	150	205
Chine Inde	5	20	145
TOTAL	465	655	1090

Source IFP (Décembre 2006) – Cité par J. Percebois « Les perspectives d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe », Présentation au colloque « La sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel » - Mai 2007.

Les différents marchés régionaux¹¹



La structure régionale de l'industrie du gaz est due aux caractéristiques physiques du gaz dont l'acheminement des sites de production vers les consommateurs nécessite la construction de gazoducs particulièrement coûteux. Seuls 30% de la production mondiale font l'objet d'échanges internationaux.

L'industrie du gaz est composée de trois principaux marchés régionaux dans le monde. Le marché nord américain, le marché asiatique et le marché européen. Le développement du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) devrait contribuer à décloisonner ces marchés régionaux.

Le marché européen.

L'industrie du gaz en Europe regroupe principalement des activités situées en aval de la production tels que le transport ou la distribution. Avec une croissance d'environ 2%, le gaz naturel est l'énergie primaire dont la demande croît le plus vite en Europe. La consommation devrait croître de 17 800 milliard de Gpi³ (*milliard de pieds cubes*) en 2003 à 23 900 milliard de Gpi³ en 2015, puis 30 800 milliard de Gpi³ en 2030. Environ 60% de cette augmentation de la demande devrait être absorbée par l'industrie électrique dont la consommation de gaz naturel devrait croître de 3.9% par an jusqu'en 2030. La part du gaz naturel dans la production électrique devrait donc croître de 14% en 2003 à 24% en 2015, puis à 32% en 2030. En Europe, les principaux pays producteurs sont les Pays-Bas, la Norvège et le Royaume-Uni. La

¹¹ Les chiffres sont tirés de « Natural gas market review – Towards a global market », IEA/OECD (2006)

production des pays européens étant déclinante, le continent devra de plus en plus avoir recours aux importations de gaz naturel. La dépendance énergétique de l'Europe sera de plus de 50% en 2015 et de plus de 66% en 2030. Avec la libéralisation de l'industrie en 1998, le marché européen du gaz naturel a connu d'importantes mutations de ses structures institutionnelles. L'ambition de l'UE est de constituer un marché unique et homogène de l'énergie afin d'aider l'intégration des économies européennes et de renforcer leur compétitivité, mais également de renforcer la sécurité énergétique de l'Europe. Comme nous le verrons dans la deuxième partie, l'ouverture des marchés nationaux devrait faciliter l'émergence de champions européens de l'énergie. La constitution de grands groupes énergétiques européens devrait renforcer la compétitivité de l'Europe sur des marchés énergétiques internationaux de plus en plus concurrentiels.

Le marché américain.

Ce marché régional est principalement composé de trois pays : le Canada, les Etats-Unis et le Mexique. Les Etats-Unis à eux seuls représentent plus de 80% de la consommation régionale en gaz naturel. Grâce aux importantes réserves en gaz naturel au Canada et aux Etats-Unis, le marché nord américain est presque autosuffisant. Cependant, la demande augmente plus rapidement que la production. Depuis quelques années, la production des bassins classiques du Canada et des États-Unis est stagnante ou en baisse, et ce malgré de nombreux forages pour l'exploration. L'Amérique du Nord consomme en 2003 environ 73 Gpi³ (*milliard de pieds cubes*) de gaz naturel par jour, soit 29% de la demande mondiale. L'Agence International de l'Energie (AIE) s'attend à une augmentation significative de la demande de gaz naturel, notamment dans le secteur de la production d'électricité où elle restera très forte même si les prix du gaz sont élevés. L'augmentation des approvisionnements en gaz se réalisera donc grâce à l'importation de GNL, à l'augmentation des activités de mise en valeur au Mexique, et à l'exploitation de sources de gaz non classiques aux États-Unis comme au Canada. Dans son *Annual Energy Outlook 2004*, l'Energy Information Administration aux États-Unis prévoit une augmentation de la consommation annuelle de gaz naturel de 1,4% par année entre 2002 et 2025. Le processus de libéralisation de ce marché régional a débuté dans les années 70, au Canada et aux Etats-Unis et ce sont ces pays qui ont été le plus loin dans l'ouverture de ce secteur à la concurrence.

Le marché asiatique.

Le marché asiatique s'est surtout développé à partir des années 70 avec l'émergence du gaz naturel liquéfié. Il constitue à présent encore le plus grand marché de GNL dans le monde. Le Japon, la Corée du Sud et Taiwan consomment à eux seuls 75% de la consommation mondiale de GNL, et il représente environ 97% de la consommation en gaz naturel de ces pays (contre 13% pour l'Europe et 1% pour les Etats-Unis). Ils l'importent principalement de l'Asie du Sud-Est et du Moyen-Orient. L'Inde et la Chine commencent également à devenir des consommateurs importants. Le prix du gaz naturel est plus élevé que sur les autres marchés régionaux. Par conséquent, le gaz représente une part relativement faible du bilan énergétique de ces pays, soit environ 14%. Mais cette part pourrait augmenter grâce à un projet de gazoduc qui relierait la Russie à l'Asie. Ce gazoduc passerait par les différentes provinces côtières du sud de la Chine, puis par la Corée du Sud pour éventuellement finir au Japon. Ce projet de 120 milliards de dollars mettrait en concurrence l'Europe et l'Asie sur leurs importations de gaz russe. Il s'agit là encore d'un signe du processus de globalisation engagé par l'industrie du gaz.

Le cadre institutionnel des échanges : contrats long terme ou marchés spot.

Le processus de libéralisation des industries gazières en Europe a radicalement modifié le cadre contractuel et institutionnel qui régissait l'approvisionnement en gaz naturel. Nous présentons ci-dessous les principales différences qui existent entre les approches des marchés monopolistiques traditionnels et des nouveaux marchés dérégulés concernant l'organisation des échanges.

Les marchés monopolistiques traditionnels : les contrats long terme.

A l'instar des autres industries de réseau, l'industrie du gaz a traditionnellement été confiée à un monopole fortement régulé. Le choix du monopole public répondait parfaitement aux besoins des marchés gaziers émergents car il permettait la réalisation d'investissements lourds et irrécupérables. Le choix du cadre institutionnel dans lequel s'effectuent les échanges est déterminant pour la rentabilité à long terme des équipements de production et des infrastructures de transport. Sur marché européen, l'essentiel des échanges de gaz naturel s'effectue à travers des contrats long terme qui permettent aux fournisseurs de se prémunir contre le risque « volume » en garantissant leurs débouchés (clause d'achat "Take or Pay") et

aux consommateurs de se prémunir contre le risque « prix » (Indexation des prix) en garantissant un prix compétitif pour leurs approvisionnements. Ces contrats long terme comportent quatre clauses importantes :

1. La première concerne la *durée des contrats* d'approvisionnement. Cette durée est généralement de 20 à 25 ans. Elle permet de garantir un certain retour sur investissement des lourds investissements dans les infrastructures, notamment dans le transport du gaz. Elle constitue par ailleurs une sécurisation des approvisionnements pour les importateurs.
2. La deuxième est la *clause d'achat « Take or Pay »* obligeant l'importateur à payer au minimum les volumes contractés. Cette clause permet à l'exportateur de se prémunir contre le risque « volume » des transactions. Elle est de plus en plus accompagnée de clauses additionnelles permettant d'introduire plus de flexibilité dans l'approvisionnement, comme par exemple des clauses de reports de volumes d'une période sur une autre.
3. La troisième clause est la clause de destination. Elle permet de renforcer la protection de l'investissement en interdisant aux consommateurs de remettre sur le marché les surplus de gaz importé.
4. Et enfin, la quatrième clause concerne la *fixation des prix*. Celle-ci s'effectue selon le principe d'indexation des prix du gaz naturel sur le moins cher de ses substituts. Le principe dit du « *Netback* » consiste à ce que les coûts de transport et de distribution soient déduits du coût moyen d'une ou de plusieurs énergies concurrentes qui sont souvent le fioul domestique et/ou le fioul lourd. Cette indexation sur une énergie concurrente permet d'assurer au gaz un débouché à peu près certain car le gaz naturel restera toujours moins cher que ses substituts. Les importateurs sont donc prémunis contre le risque « prix » du gaz naturel. Par ailleurs, l'indexation permet un lissage des prix réduisant leur volatilité, celle-ci serait beaucoup plus importante sur des marchés spot.

Considérant les contrats long terme comme étant anti-concurrentiels, la Commission Européenne souhaite les voir disparaître afin de permettre le développement des marchés spot.

Les nouveaux marchés dérégulés : la création de marchés spot.

Le processus de dérégulation a consisté à ouvrir à la concurrence l'achat et la vente de gaz naturel tout en maintenant des opérateurs uniques pour la gestion des réseaux de transport et de distribution. La structure industrielle a donc été radicalement modifiée en impliquant une tout autre logique économique. Celle-ci, privilégiant l'optimisation des ressources sous la

contrainte de la demande, est complètement différente de celles des marchés monopolistiques qui privilégient la satisfaction de la demande grâce à une planification contrôlée de l'offre. Dans les marchés dérégulés, les échanges à court et moyen termes devront passer par les marchés spot qui auront été créés à cet effet. L'efficacité de ces marchés spot devrait favoriser une meilleure allocation des ressources énergétiques. Cependant, la Commission Européenne voit dans les contrats long terme des barrières à l'entrée pour les nouveaux entrants empêchant ainsi le développement des marchés spot. Son principal grief contre ces clauses contractuelles que nous avons présentées précédemment est qu'elles constituent autant d'obstacles à la mise en place d'un marché librement concurrentiel. Elle préconise par conséquent leur suppression. La clause de destination, jugée anticoncurrentielle, a donc été supprimée et la clause d'achat « Take or Pay » a été remplacée, après négociation avec les pays producteurs, par une clause dite « *Take or Release* » permettant aux acheteurs de revendre sur le marché spot leurs excédents. Cela permet de ne plus supporter exclusivement le risque « volume ». En contrepartie les compagnies nationales des pays producteurs non européens ont obtenu de pénétrer l'aval de l'industrie gazière. Elles peuvent ainsi avoir un accès direct au client final et mener leur propre stratégie commerciale sur le marché européen. Selon les partisans de la suppression des contrats long terme, le développement de la part du GNL dans la consommation des pays européens et la multiplication des routes possibles améliorant le maillage du réseau gazier européen réduisent l'intérêt des contrats long terme. Par ailleurs, les opérateurs peuvent se couvrir avec des produits financiers dérivés contre les risques liés à la volatilité des prix sur les marchés spot. L'échéance de ces produits financiers dérivés peut varier de 1 mois (court terme) à plusieurs années (long terme). Mais, les échéances les plus longues dépassent rarement 3 ans. La couverture aux risques de long terme étant limitée, les opérateurs gaziers ont tendance à mettre en œuvre des stratégies de court et moyen termes. En l'absence d'une régulation adéquate, la sécurité des approvisionnements à long terme pourrait donc être mise en péril. L'abandon des contrats long terme nécessite un plus grand nombre de hubs gaziers et un maillage plus important du réseau gazier européen. Actuellement, 90% des approvisionnements européens sont encore assurés par des contrats long terme traditionnels. Depuis la crise du gaz entre la Russie et l'Ukraine, la position de la Commission Européenne sur les contrats LT est plus souple. Le dernier point que la Commission Européenne souhaite voir remis en cause est la clause d'indexation des prix du gaz naturel. Cette indexation sur les produits pétroliers empêche les prix du gaz naturel d'être fixés par les « fondamentaux » du marché. Par ailleurs, du fait de l'épuisement des réserves pétrolières et de la sensibilité des prix du pétrole aux aléas géopolitiques, cette indexation

serait à l'origine d'un renchérissement du prix du gaz naturel. La Commission Européenne préconise donc pour les contrats long terme que les prix soient indexés en partie sur les prix du marché spot comme c'est le cas en Grande-Bretagne où les prix sont indexés à hauteur de 40% sur les prix des marchés spot. Cependant, pour que ce type d'indexation soit possible, il faudrait que les marchés spot soient assez liquides. Par ailleurs, malgré l'abandon de l'indexation sur des produits pétroliers, les prix du gaz resteraient relativement corrélés à ceux du pétrole car ces deux énergies sont généralement substituables.

Pour conclure, le développement des hubs gaziers et du maillage du réseau gazier européen est une condition nécessaire à la remise en cause des contrats long terme et de leur clause d'indexation sur les produits pétroliers. A ce stade de la libéralisation de l'industrie gazière européenne, la durée des contrats long terme pourrait être réduite, les clauses de destination supprimée et la clause d'achat « Take or Pay » aménagée en une clause « Take or Release » accompagnée de clauses améliorant la flexibilité de l'approvisionnement (clauses de report). La clause d'indexation actuelle sur les produits pétroliers de ces contrats long terme serait quant à elle maintenue jusqu'à ce que les marchés spot soient suffisamment liquides pour permettre une indexation partielle sur les prix des marchés spot.

La mutation d'une industrie à l'avenir prometteur

La libéralisation et la déréglementation en Europe.

En Europe, l'adoption en juin 1998 de la directive 98/30/CE marque le début de la libéralisation des industries gazières nationales. Cette directive imposait un calendrier d'ouverture des marchés prévoyant une ouverture progressive allant jusqu'à 33% des marchés nationaux à l'horizon 2008. Face au succès et à la rapidité du processus de libéralisation dans de nombreux pays européens, une nouvelle directive européenne fut adoptée en 2003. Abrogeant la précédente directive 98/30/CE, la directive 2003/55/CE prévoit une accélération du rythme d'ouverture des marchés en imposant la date du 1^{er} juillet 2007 comme échéance d'ouverture complète des marchés pour tout type de clientèle. Ces directives répondent à plusieurs objectifs dont la finalité est « d'assurer la libre circulation du gaz et renforcer la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité industrielle en Europe ». Parmi ces principaux objectifs, nous pouvons citer la création d'un marché unique du gaz naturel qui soit intégré, compétitif et régulé à l'échelle de l'Europe, l'amélioration de la compétitivité des

firmes énergétiques européennes sur les marchés internationaux, et le renforcement de l'efficacité globale du secteur gazier européen tout en garantissant la liberté de choix du fournisseur pour les consommateurs. Plusieurs dispositions réglementaires ont été prises afin de favoriser la réalisation de ces objectifs. Parmi ces dispositions nous pouvons citer le renforcement des obligations de séparation comptable entre les différentes activités, le renforcement de l'indépendance des réseaux de transport et de distribution des autres activités de l'industrie, le renforcement du pouvoir des autorités de régulation en termes de contrôle de la transparence et de la concurrence sur le marché, et la possibilité pour les Etats membres d'imposer des obligations de service public dès lors qu'elles sont transparentes et non discriminatoires. L'accès de tiers au réseau (ATR) est l'une des principales préoccupations de la Commission Européenne. De manière plus générale, les règles de l'ATR concernent également les installations de stockage et les installations de réception du GNL. Afin de garantir la libre concurrence sur les marchés dérégulés, l'ATR doit être assuré de manière impartiale, non discriminatoire et transparente à toutes les firmes de l'industrie et aux nouveaux entrants. A cet effet, les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) et des réseaux de distribution (GRD) ont dû être dissociés juridiquement des opérateurs historiques. Cette séparation juridique avec l'opérateur historique a fait suite à une exigence de séparation comptable (unbundling) entre les différentes activités de l'industrie. L'intégration verticale faisait peser le risque que les réseaux de transport et de distribution soient utilisés comme un outil stratégique de forclusion des marchés. Afin de garantir une réelle indépendance des GRT et des GRD vis-à-vis de leurs sociétés mères, notamment dans les décisions d'investissement, la Commission Européenne préconise une séparation patrimoniale des activités de transport et de distribution. Les GRT et GRD seraient à la fois propriétaires et gérants des moyens de transport. Cependant, cette solution rencontre la ferme opposition de la France. En effet, l'essentiel des actifs de son opérateur historique, GDF, est constitué du réseau de transport du gaz en France. Une séparation patrimoniale telle que proposée par la Commission Européenne mettrait GDF dans une situation délicate vis-à-vis de ses concurrents potentiels. Une solution alternative consisterait retirer la gestion du réseau de transport à ses propriétaires pour la confier à un opérateur indépendant : un ISO (Independent System Operator). Les opérateurs historiques pourraient ainsi préserver la propriété de leur patrimoine. Si un tel ISO est créé à l'échelle européenne, cette solution pourrait favoriser le renforcement des interconnexions entre les réseaux nationaux et donc favoriser la mise en place d'un marché européen unique, homogène et intégré. Chevalier et Percebois (2007) proposent de créer un « Schengen de l'énergie » en favorisant dans un premier temps l'émergence d'ISO régionaux dans des pays

cherchant à développer leurs interconnexions. Par ailleurs, ils mettent en garde contre le fait de renforcer la position des fournisseurs de gaz naturels tels que Gazprom et Sonatrach en leur permettant de devenir actionnaire des réseaux de transport de l'UE au détriment des opérateurs historiques. Cela serait fortement préjudiciable pour la sécurité énergétique de l'UE.

L'unbundling a mené les firmes à modifier radicalement leur stratégie de développement. On note en l'occurrence de la part des firmes une forte tendance à l'intégration horizontale et à la désintégration verticale. La création d'un tel marché concurrentiel est confrontée à un certain nombre de contraintes dont il est souvent difficile de s'affranchir. L'une des contraintes les plus préoccupantes est qu'une part importante de l'amont de l'industrie est contrôlée par un petit nombre de pays producteurs n'appartenant pas à l'UE et échappe de ce fait à la régulation européenne. Par ailleurs, cette dépendance vis-à-vis des importations devrait se renforcer dans les années à venir. Ces importations font traditionnellement l'objet de contrats long terme destinés à garantir la viabilité économique des investissements, mais ils contraignent par la même occasion les échanges de court terme et constituent des barrières à l'entrée pour les nouveaux entrants. En effet, les prix du gaz naturel des contrats long terme sont généralement inférieurs à ceux des marchés spot. Cela crée dans les faits des opportunités d'arbitrage et donc des distorsions de marché.

L'élargissement des frontières des marchés régionaux par l'innovation technologique.

Nous venons de voir que la libéralisation du marché gazier avait radicalement modifié les structures de l'industrie au sein de l'Union Européenne. Un autre facteur a contribué à déplacer les frontières des marchés du gaz naturel : il s'agit de l'innovation technologique. En effet, le développement du gaz naturel liquéfié (GNL), par exemple, devrait permettre de décloisonner les marchés régionaux. Les échanges de gaz naturel par pipeline sont généralement régis par des contrats de long terme plutôt rigides obligeant les producteurs et les consommateurs à prendre des engagements pour plusieurs décennies. La flexibilité que procure le GNL en termes d'approvisionnement représente un atout important en termes d'équilibre du marché. En effet, les échanges de GNL font plutôt l'objet de contrat à court terme qui permettent à l'offre de mieux coller à une demande qui reste assez volatile. Par ailleurs, le gaz liquéfié permet aux importateurs de diversifier leurs approvisionnements et aux exportateurs de diversifier leurs débouchés. Son développement devrait être favorisé par la hausse des prix du gaz, par la baisse continue des coûts tout au long de la chaîne de

production et de transport du GNL, par le développement de nouveaux marchés émergents à forte croissance tels que l'Inde et la Chine, et par la stagnation puis le déclin de la production en Amérique du Nord et en Europe. Plus la production sera concentrée dans certaines régions et éloignée des grandes régions consommatrices, plus le GNL se développera. Selon M-F. Chabrelie¹², la croissance des échanges par méthanier a été de 7,2% en moyenne depuis 1998, alors que les échanges par pipeline n'ont progressé que de 6,2%. On estime que le GNL pourrait représenter 38% des échanges gaziers internationaux en 2020. C'est à travers le GNL que le marché gazier tend à se globaliser. C'est également par cette porte que les firmes pétrolières comptent pénétrer l'aval du marché du gaz naturel qui est l'industrie énergétique qui connaît la plus forte croissance. L'innovation technologique est donc à l'origine également d'un décloisonnement sectoriel. Un autre exemple de ce décloisonnement sectoriel est l'émergence du gaz naturel pour véhicule (GNV) ou Gas-To-Liquid (GTL) sur le marché du carburant. Ces nouveaux carburants issus de la liquéfaction du gaz naturel sont encore très peu utilisés, mais pourraient connaître un fort développement dans les années à venir. En effet, ce sont des carburants à faibles émissions de CO₂ qui pourraient devenir de plus en plus compétitifs face à la montée des prix du pétrole. Même si les coûts des unités de transformation restent assez élevés, environ le double du coût d'une raffinerie, de nombreux projets sont en cours de construction au Nigeria, en Algérie et surtout au Qatar qui compte devenir leader mondial. Grâce à cette technologie, ce sont des firmes gazières qui espèrent concurrencer les firmes pétrolières sur leur marché le plus important, celui des carburants. Notre dernier exemple d'innovation ayant des conséquences significatives sur les délimitations de l'industrie du gaz concerne le domaine de la production électrique. Il s'agit des centrales électriques à cycles combinés ou ce qu'on appelle plus communément la cogénération. Ce nouveau type de centrale électrique fonctionnant au gaz naturel offre une grande flexibilité pour la production tout en ayant de forts rendements énergétiques. Elles peuvent être construites en un temps assez court (18-24 mois) à un coût relativement faible. Cette nouvelle technologie a incité un grand nombre de firmes électriques à pénétrer l'aval du marché du gaz. Cela leur permet de réaliser des économies d'échelle et de gamme du fait de la similitude des métiers en aval de ces industries et de sécuriser dans le même temps leurs approvisionnements. Sur cet exemple également, nous pouvons noter que l'innovation technologique a contribué à faire converger deux industries, deux marchés.

¹² M-F Chabrelie (Cedigaz) « Le GNL : une commodité en devenir », Panorama 2006, IFP.

Les nouvelles Stratégies des firmes dans l'industrie du gaz.

Les mutations de l'industrie gazière et plus généralement du secteur de l'énergie ont poussé les firmes énergétiques à adopter de nouvelles stratégies de développement que ce soit par croissance interne ou par croissance externe. Nous exposerons brièvement dans la suite de ce paragraphe les nouvelles stratégies des différents acteurs (ci-après en italique) de l'industrie gazière que nous avons présentés précédemment. En amont de l'industrie, *les compagnies des pays exportateurs* souhaitent profiter de la libéralisation du marché à forte croissance que représente l'industrie gazière européenne. Leur stratégie de développement comporte généralement trois axes : l'augmentation de leurs exportations, la pénétration du marché européen grâce à la création de filiales ou la prise de participation dans des sociétés européennes et le développement de leur filière GNL qui permet une plus grande flexibilité de l'offre en plus d'une diversification des débouchés. En 2004, Gazprom exportait 156 Gm³ de gaz naturel vers l'Europe. Son objectif serait d'en exporter 195 Gm³ en 2010 et 210 Gm³ en 2020 (Locatelli, 2006). Afin de renforcer son accès au marché européen, la compagnie nationale russe a pris de nombreuses participations dans des sociétés de distribution de gaz en Allemagne (avec Wingas), en République Tchèque (Gas-Invest), en Finlande (Gasum), en Hongrie (Panrusgaz), en Grande Bretagne (Gazprom UK Trading) ou encore en Italie (Promgaz). Gazprom essaie également de prendre des participations dans des sociétés de transport comme par exemple SPP en Slovaquie. Sonatrach quant à elle a créé différentes filiales pour la commercialisation de son gaz en Espagne, en Italie, et en Grande Bretagne. Par ailleurs, plusieurs projets de gazoducs devraient lui permettre d'augmenter la part de ses exportations sur le marché européen. L'Algérie qui est déjà le premier exportateur de GNL vers l'Europe compte bien développer cette filière d'avenir. Sonatrach envisage également de pénétrer l'industrie électrique. Elle détient déjà une participation de 30% de la filiale marketing de Cepsa (Espagne). Par ailleurs, selon le quotidien espagnol El Mundo (Edition du 5 septembre 2007), Sonatrach envisagerait d'acquérir la participation de 30% détenue par la banque Santander au capital du groupe pétrolier et gazier espagnol Cepsa. Face à l'épuisement des réserves européennes de gaz naturel, *les producteurs pétro-gaziers* européens tentent de renforcer leur présence dans les plus grands gisements gaziers du monde surtout en Russie et au Moyen-Orient. Leur stratégie consiste par ailleurs à renforcer leur positionnement dans de nouvelles filières telles que le transport gazier international par pipeline ou par méthanier, la liquéfaction et la regazéification du gaz naturel (GNL) ou encore plus en aval dans la distribution et la commercialisation de leurs propres ressources de gaz et

même parfois dans la production d'électricité. Dans le but d'optimiser la valeur commerciale et la rentabilité de leurs ressources, les compagnies pétro-gazières européennes tentent d'investir dans les nouvelles filières créatrices de valeur telles que celle du négoce et de se désengager de certaines de leurs positions patrimoniales jugées peu rentables ou trop risquées. En réaction à la suppression de leurs anciens privilèges, *les opérateurs historiques* nationaux ont redéfini leur stratégie de développement autour de trois principaux axes : l'intégration verticale pour pouvoir faire face à la nécessité de garantir leurs propres approvisionnements, le renforcement de leur rôle dans leur métier de base que sont la fourniture et la distribution de gaz naturel, et la recherche de nouveaux débouchés dans de nouveaux secteurs tel que celui de la production d'électricité. La nécessité de garantir leurs propres approvisionnements les pousse également à prendre position dans la filière du transport gazier international. Le second axe de leur stratégie s'appuie surtout sur une internationalisation de leurs activités au moins au niveau européen. Et enfin, le troisième axe prend la forme d'une diversification des compagnies gazières qui deviennent des firmes énergétiques multi-énergies. On assiste surtout à une convergence avec les firmes électriques. Celles-ci sont d'ailleurs des nouveaux entrants de plus en plus présents dans l'aval de l'industrie gazière. Grâce à une capacité boursière généralement supérieure à celles des compagnies gazières, les compagnies électriques ont absorbé près de la moitié des opérateurs historiques gaziers. L'objectif des *firmes électriques* est d'optimiser le fonctionnement de leur parc de centrales électriques en permettant de remettre sur le marché les excédents de gaz initialement destinés à la production électrique et de conclure des contrats long terme d'approvisionnement en gaz directement avec les producteurs. Parmi les grandes firmes énergétiques, un grand nombre sont des opérateurs multi-énergies. Nous pouvons citer par exemple les cas de Centrica, Innogy et EDF Energie en Grande Bretagne, E.ON et RWE en Allemagne, Enel et Edison en Italie ou encore Endesa et Iberdrola en Espagne.

Malgré le développement du GNL, le marché du gaz ne devrait pas connaître à court terme ou à moyen terme un niveau de globalisation égal à celui de l'industrie pétrolière. En effet, les coûts de transport du gaz naturel restent beaucoup plus élevés que ceux du pétrole alors que sous sa forme gazeuse il est, à volume égal, mille fois moins énergétique¹³. Il est par contre seulement 2 fois moins énergétique que le fioul domestique sous sa forme liquéfiée (GNL)¹⁴. Mais, les infrastructures portuaires pour le chargement et le déchargement du GNL restent

¹³ Angelier J.-P. « Géopolitique du gaz : les défis et les chances », *Politique internationale*, 2006.

¹⁴ Source Wikipedia : http://fr.wikipedia.org/wiki/Gaz_naturel

très limitées et assez coûteuses à développer par rapport à celles du pétrole. Seul le GTL s'il se généralise pourrait accélérer un tel processus de globalisation. Il est donc plus prudent de parler « d'internationalisation globalisante ».

1.2. Le nouveau contexte énergétique mondial.

L'économie mondiale fonctionne au pétrole. En effet, le pétrole est une matière première difficilement remplaçable pour un bon nombre d'industries et une énergie sans réels substituts dans le domaine des transports. Jusqu'à présent le monde a bénéficié d'un pétrole abondant et bon marché pour sa croissance économique. Le nouveau contexte énergétique mondial est donc surtout marqué par l'avènement prochain du pic de la production pétrolière mondiale auquel nous consacrerons l'essentiel de ce paragraphe.

1.2.1. Formation géologique des ressources pétrolières et gazières.

Le pétrole résulte de la fermentation de matières organiques emprisonnées dans les couches sédimentaires durant des millions d'années. Le pétrole est contenu dans des roches poreuses piégées par des roches imperméables. Il est donc facile de cibler les zones susceptibles d'être pétrolifères. Les avancées en géologie et en sismologie permettent à présent d'établir une carte mondiale des ressources pétrolières avec une bonne précision : il est très peu probable que l'on fera de grandes découvertes à l'avenir. Pour qu'un endroit soit un "système pétrolier" (notion géologique) actif, il faut qu'au moins cinq conditions géologiques soient réunies : la présence d'une roche source très riche en matière organique, cette roche source doit être suffisamment mature, la présence d'une roche réservoir suffisamment poreuse pour que les hydrocarbures s'y imprègnent, la présence d'une couche supérieure imperméable pour conserver le pétrole, et enfin il doit exister une structure « piège » en forme de dôme pour que les fluides se rassemblent en un point. Les géologues savent donc dans quelles régions du monde il est possible de trouver du pétrole. On peut remarquer que 90% des ressources mondiales de pétrole se répartissent en une trentaine de systèmes pétroliers. Actuellement, on découvre un baril de pétrole pour cinq que l'on consomme : il faudrait consommer cinq fois moins de pétrole pour assurer le renouvellement de la ressource, car il n'est pas possible

d'améliorer significativement le taux de découverte. Un gisement pétrolifère est constitué de gaz naturel, de pétrole et d'eau. Selon les gisements, les proportions de chacun de ces trois éléments varient. Ainsi, le gaz naturel et le pétrole sont issus généralement des mêmes gisements géologiques et souvent exploités par les mêmes compagnies. Lors de la mise en fonction d'un gisement pétrolier, le pétrole jaillit naturellement sous l'effet de la pression. Le taux de récupération naturelle est alors de 30% des ressources en terre. Il existe ensuite des méthodes de récupération assistée qui permettent, sous l'effet d'injections de gaz, d'augmenter le taux de récupération à 50%, puis à 60% en injectant de l'eau. Le coût d'extraction est alors beaucoup plus élevé que lors de la récupération par pression naturelle. Les coûts d'extractions augmentent de manière exponentielle avec l'épuisement des réserves. Ces différences de coûts d'exploitation entre gisements sont en partie à l'origine d'une rente dite « différentielle ». La technologie est donc source de réserves additionnelles. On peut espérer qu'elle fera baisser les coûts de récupération assistée, car la question n'est pas quelle quantité de pétrole ou de gaz naturel il reste à produire, mais à quel coût et à quel rythme de production.

1.2.2. Les réserves : définitions.

La notion de réserves pétrolières ou gazières n'est pas sans poser de problèmes aux économistes. Il leur est en effet difficile de fournir une définition précise qui soit unanimement acceptée et identiquement utilisée de tous. Comme cela est souvent répété dans le milieu de l'industrie pétrolière, le volume total des réserves d'un gisement n'est connu que lorsque celui-ci est épuisé. Les deux principales difficultés qui se posent aux économistes sont l'absence d'homogénéité du produit lui-même (c'est-à-dire principalement pétrole ou gaz naturel conventionnel ou non conventionnel), et le manque de pertinence d'une approche purement volumique de la question. En effet, une approche purement volumique ferait abstraction du progrès technique qui, en modifiant les conditions d'accessibilité, affecte le niveau des réserves en augmentant le taux de récupération des gisements ou en permettant l'exploitation de gisements jusque là inaccessibles. Nous avancerons la définition générale des réserves que nous donne J. Laherrere⁽¹⁷⁾ : "Les réserves sont la future production escomptée avec des hypothèses sur les paramètres géologiques, physiques, techniques, investissements, prix du brut, coûts et fiscalité". Cette définition générale n'est évidemment

⁽¹⁷⁾ Conférence AFTP du 13 Mars 1999, "Estimation des réserves et réduction de l'incertitude"

d'aucun secours pour évaluer concrètement le niveau des réserves mondiales. Par conséquent, les estimations de réserves font souvent controverses.

1.2.3. Les réserves : Les différentes formes de réserves

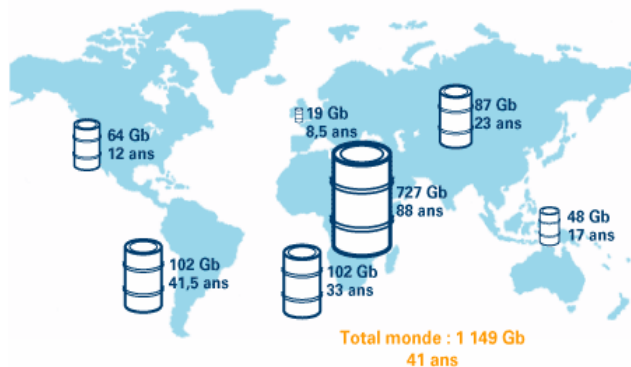
Les réserves peuvent être classées en plusieurs catégories selon leur niveau de disponibilité : les réserves prouvées (P90), les réserves probables (P50) ou possibles (P10) et les réserves ultimes. Les réserves sont dites prouvées (probables) lorsque les gisements ont une probabilité de 90% (50%) d'être économiquement viables. Les réserves sont dites possibles lorsque cette probabilité tombe à 10%. Si cette classification des réserves est plus ou moins acceptée de tous, il est autrement plus difficile d'obtenir un consensus sur la définition de chacun de ces types de réserves. Pour De Sorcy⁽¹⁸⁾ (1993), "Il y a actuellement presque autant de définitions pour les réserves qu'il n'y a d'évaluateurs, de compagnies pétrolières, de commissions de sécurité et de départements gouvernementaux. Chacun utilise sa propre version des définitions pour ses propres objectifs". Selon la définition adoptée en commun par l'Américan Petroleum Institute et par la Society of Petroleum Engineers, les réserves prouvées sont "les quantités de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de gaz naturels dont il est démontré par les données géologiques et ingénieriales, qu'elles peuvent être récupérées *avec une certitude raisonnable* dans le futur, à partir de réservoirs de pétrole et de gaz connus dans les conditions économiques et opératoires présentes. Elles sont fixées à partir d'un jugement strictement technique et ne sont pas influencées par une attitude plus ou moins optimiste". L'estimation de la *certitude raisonnable* est un critère subjectif qui permet toutes sortes de manipulations par les producteurs. Sont également considérées comme prouvées, les réserves additionnelles qui sont obtenues grâce à l'utilisation de techniques de récupération assistée comme l'injection de fluides ou de gaz. Nous pouvons constater ici l'importance du progrès technique dans l'estimation des réserves. Les réserves prouvées se décomposent elles-mêmes en plusieurs sous catégories : les réserves prouvées développées qui seront récupérées à partir d'installations existantes et les réserves prouvées non développées qui ne peuvent être récupérées qu'au prix de nouveaux investissements pour de nouvelles installations dans des territoires non forés ou sur de vieux gisements. Il existe deux sortes de réserves prouvées

⁽¹⁸⁾ "There are currently almost as many definitions for reserves as there are evaluators, oil and gas companies, securities commissions and government departments. Each one uses its own version of the definitions for its own purposes"

développées : celles dites “en production” qui seront produites à partir d’installation existante et en fonction (le montant de ces réserves est difficilement manipulable), et celles dites “non productives” qui seront produites dans le futur par des installations existantes mais qui ne sont pour le moment pas rentables. On voit ici l’importance de l’aspect économique (et donc l’importance du prix du pétrole) sur le montant des réserves. Les réserves possibles sont celles qui sont susceptibles de devenir des réserves prouvées si les conditions technologiques, techniques et économiques le permettent dans le futur. Et les réserves ultimes sont la somme de ce qui a déjà été produit, des réserves prouvées et des réserves possibles. On voit que l’évaluation des réserves est conditionnée par un certain nombre de critères ambigus dont l’appréciation est laissée au libre arbitre de chacun. La notion de réserves n’est alors qu’un indicateur imparfait de la rareté des ressources non renouvelables. La pertinence des estimations de certaines réserves est souvent remise en question car elles sont souvent biaisées par les intérêts propres des analystes qui, pour des raisons politiques et économiques, ont tendance à surestimer ou à sous-estimer le niveau réel des réserves.

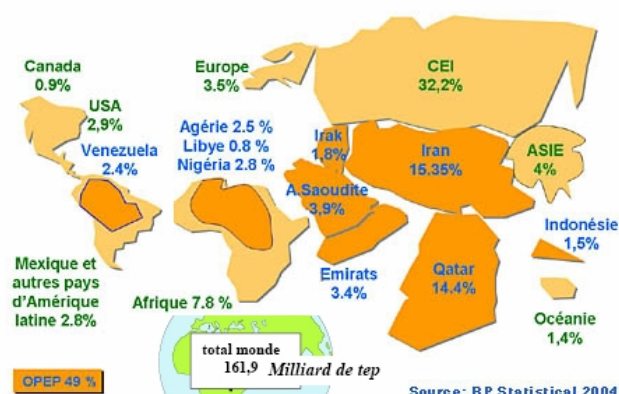
1.2.4. L’état des réserves mondiales des principales énergies non renouvelables.

■ Réserves pétrolières et ratio réserves/production 2003



Source : BP Stat Review 2004
Cartes Extraites du site de l'IFP.

■ Réserves et ressources : les principaux pays gaziers



Source: BP Statistical 2004
Soit 65 ans de production au rythme actuel.

Les réserves prouvées mondiales de pétrole conventionnel seraient, selon les données de British Petroleum, de l’ordre de 1150 milliards de barils soit l’équivalent de 41 années de production au rythme actuel. Ces chiffres sont néanmoins contestés par l’ASPO - Association for the Study of Peak Oil and gas – qui les estime surévalués. En effet, ces réserves sont restées inchangées ou ont même augmenté depuis la fin des années 80 sans que de réelles découvertes ne le justifient. Lorsqu’il a été décidé que les quotas de production dépendraient du niveau des réserves, la plupart des pays membre de l’Opep ont revu à la hausse le niveau

de leurs réserves allant jusqu'à les doubler en l'espace d'une nuit. Comme le montre le tableau ci-dessous, le total des réserves des principaux pays de l'Opep serait surévalué de 306 milliards de barils.

Tableau 1.8 : Déclarations de réserves avec augmentations suspectes (en milliards de barils).							
Année	Abou Dabi	Dubaï	Iran	Irak	Koweït	Arabie saoudite	Venezuela
1980	28,00	1,40	58,00	31,00	65,40	163,35	17,87
1981	29,00	1,40	57,50	30,00	65,90	165,00	17,95
1982	30,60	1,27	57,00	29,70	64,48	164,60	20,30
1983	30,51	1,44	55,31	41,00	64,23	162,40	21,50
1984	30,40	1,44	51,00	43,00	63,90	166,00	24,85
1985	30,50	1,44	48,50	44,50	90,00	169,00	25,85
1986	31,00	1,40	47,88	44,11	89,77	168,80	25,59
1987	31,00	1,35	48,80	47,10	91,92	166,57	25,00
1988	92,21	4,00	92,85	100,00	91,92	166,98	56,30
1989	92,20	4,00	92,85	100,00	91,92	169,97	58,08
1990	92,20	4,00	93,00	100,00	95,00	258,00	59,00
1991	92,20	4,00	93,00	100,00	94,00	258,00	59,00
1992	92,20	4,00	93,00	100,00	94,00	258,00	62,70
2004	92,20	4,00	132,00	115,00	99,00	259,00	78,00
Augmentations suspectes	61,21	2,65	44,05	52,9	26,1	88,03	31,3

D'après Colin Campbell "The Coming Crisis", SunWorld, 1995.

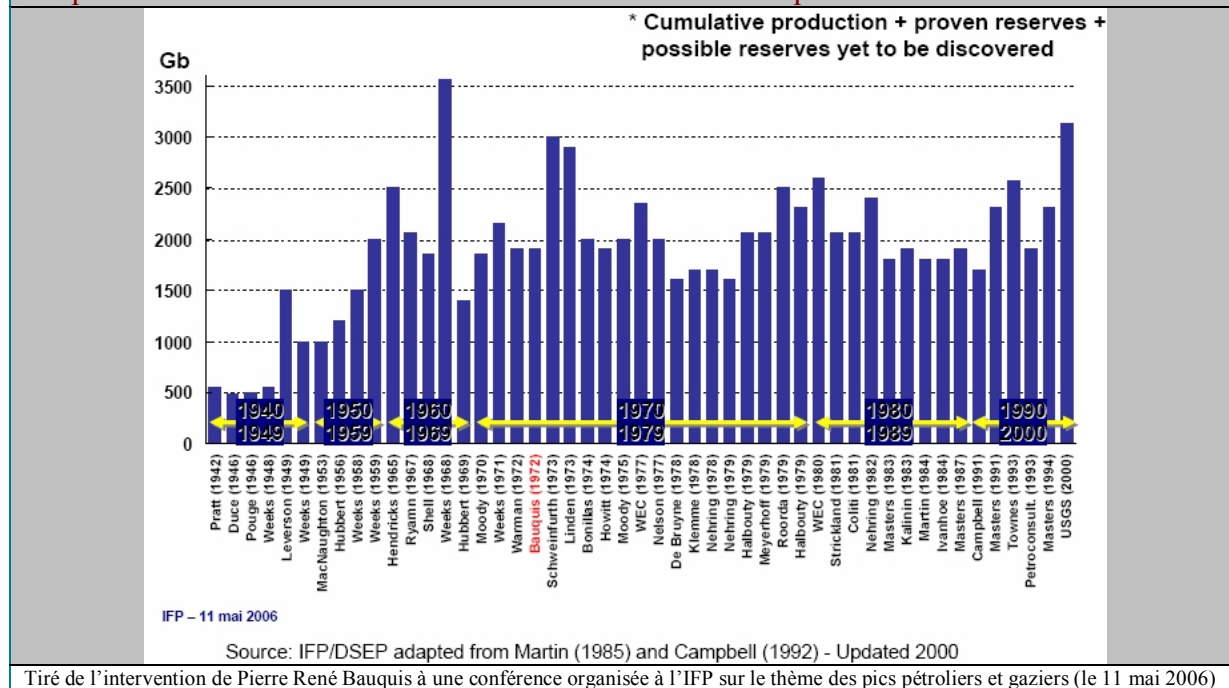
Les firmes pétrolières internationales ont également intérêt à surestimer le niveau de leurs réserves car leur capitalisation boursière en dépend. Shell a été condamné en 2004 par la SEC (autorité américaine de surveillance des marchés) et la FSA (Financial Security Authority – Grande-Bretagne) pour avoir surévalué artificiellement de 23% le montant de ses réserves. La firme ne semble pas être un cas isolé. Selon l'ASPO, les réserves actuelles seraient seulement de l'ordre de 900 milliards de barils. Il existe cependant différentes estimations des réserves prouvées.

Tableau 1.9 : différentes estimations de réserves prouvées.	
Institution	Estimation des réserves prouvée (Mbp)
ASPO	878 (Milliards de Barils pétrole - Mbp)
IHS	1152
OPEC	1067
BP Statistics	1186
World Oil	1034
Oil and Gaz Journal	1091 (1266 – avec Pétroles lourds)
IFP	1070 (1250 – avec Pétroles lourds)

Yves Mathieux – Conférence IFP sur le thème du pic pétrolier et gazier (11 Mai 2006),
IFP - Division Géologie-Géochimie-Géophysique.

L'estimation moyenne des réserves ultimes de pétrole est de l'ordre de 2000 milliards de barils. Mais, comme le montre le graphe 1.1 ci-après, les estimations varient également selon les experts.

Graph 1.1 : différentes estimations des réserves ultimes de pétrole dans le monde



Les réserves prouvées de gaz naturel conventionnel sont quant à elles de l'ordre de 162 milliards de tonnes équivalent pétrole (tep) soit 65 années de production au rythme actuel. Les réserves mondiales de gaz naturel ont augmenté de 15% depuis 2000 du fait de nouvelles découvertes (38%) et de réévaluations de réserves existantes (62%). En fait, le rythme de production devrait décroître progressivement au fur et à mesure de l'épuisement des réserves. Yves Mathieu (conférence IFP – 11 Mai 2006) estime que le gaz naturel pourrait constituer un substitut au pétrole jusqu'en 2035 environ. Cette date pourrait être repoussée au-delà de 2050 si on arrive à exploiter les hydrates de gaz. Jusque là, les conditions économiques devraient être de plus en plus favorables au développement des hydrocarbures non conventionnels. Ceux-ci pourraient prolonger de 20 ans l'exploitation pétrolière. Selon *BP Stat Review 2006*, les réserves de charbon qui sont de 900 milliards de tonnes pourront être exploitées durant 155 ans au rythme actuel de production et les réserves d'uranium (16 à 23 millions de tonnes) pourront être exploitées durant 280 à 400 ans selon les avancées technologiques.

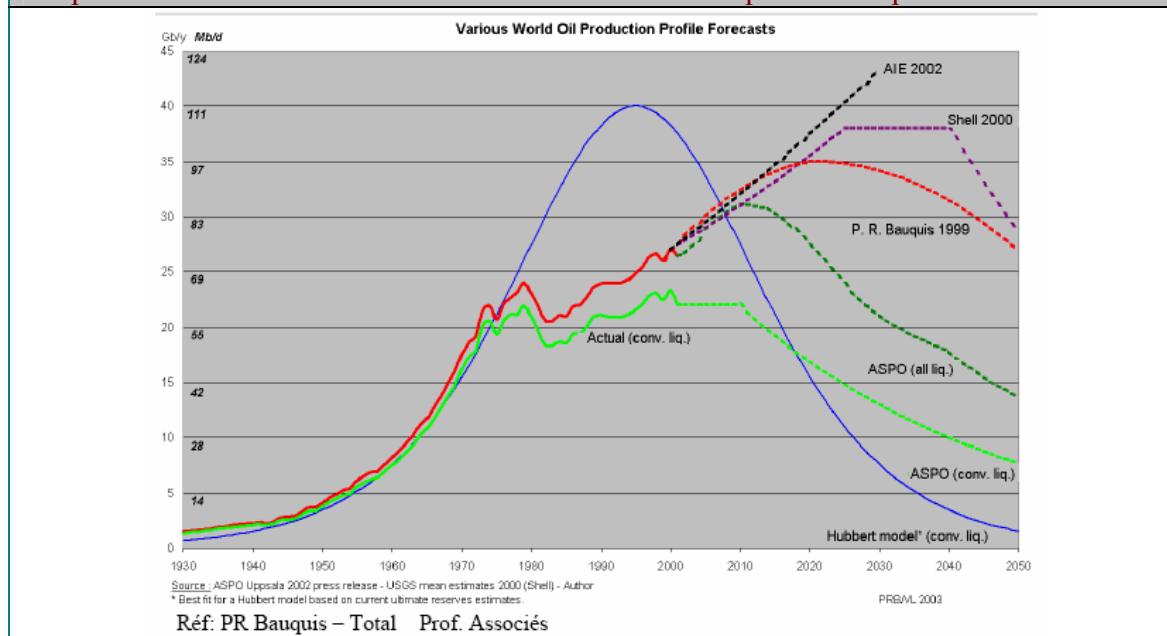
1.2.5. Renouvellement des ressources et pic pétrolier.

La question du renouvellement des ressources est cruciale en économie de l'énergie. Le principe de la reproductibilité économique suppose que, sous l'effet d'investissements

d'exploration ou des progrès technologiques, la consommation de pétrole est au moins compensée par l'accroissement des réserves. Selon ce principe, le pétrole, le gaz naturel ou toute autre ressource énergétique considérée normalement comme non renouvelable peut être traitée du point de vue économique comme une ressource renouvelable. Cette thèse est défendue en grande majorité par des économistes dont M.A. Adelman (1993) : "Minerals are inexhaustible and will never be depleted. A stream of investments creates additions to proved reserves from a very large in-ground inventory. The reserves are constantly being *renewed* as they are extracted ... How much was in the ground at the start and how much will be left at the end are unknown and irrelevant". Cette approche fait donc abstraction des conditions géologiques et géophysiques de formation et d'extraction des hydrocarbures, et préjuge du rythme du progrès technique. Dans le cas du pétrole (mais c'est généralisable à toute énergie non renouvelable), cette vision est fortement contestée par d'autres spécialistes de l'industrie pétrolière qui sont en grande majorité des géologues dont M.K. Hubbert, Jean Laherre, Alain Perrodon ou encore C.J Campbell. Ils considèrent que la date d'épuisement des réserves ne peut être repoussée indéfiniment. Le géologue M.K. Hubbert a mis en évidence, en utilisant le "théorème¹⁵ central limite", que le rythme des découvertes doit suivre une courbe qui se rapproche d'une courbe gaussienne. Comme il est impossible de produire du pétrole par exemple que l'on n'a pas encore découvert, le rythme de production suit, avec un décalage de quelques décennies, la même évolution que le rythme de découverte. Il existe donc un "pic de découverte" suivi d'un "pic de production". Cette approche a permis à M.K. Hubbert de prédire, dans les années 50, un pic de production pour les Etats-Unis en 1970, le pic de découverte ayant eu lieu dans les années 30. Au niveau mondial, un pic de découverte a été constaté au milieu des années 60. Il devrait être suivi d'un pic de production de pétrole conventionnel entre 2005 et 2025. Le pétrole ou toute autre ressource non renouvelable ne peut être considéré comme une ressource renouvelable au sens d'Adelman et le principe de reproductibilité économique n'est pas crédible. Il nous semble plus naturel d'accorder plus de crédit aux géologues qui connaissent mieux la réalité du terrain que les économistes. Le graphe ci-dessous offre différentes estimations de l'évolution de la production de pétrole jusqu'en 2050. Nous pouvons constater que les spéculations portent essentiellement sur le potentiel des pétroles non conventionnels. Selon L'ASPO, la production de pétrole conventionnel quant à elle pourrait décroître à partir 2012/2015.

¹⁵ Ce théorème dit que la somme d'un grand nombre de distributions dissymétriques indépendantes tend vers une distribution normale ou distribution de Gauss.

Graph 1.2 : différentes estimations de l'évolution de la production pétrolière mondiale.



L'aire située en dessous de ces courbes représente les réserves ultimes. La principale difficulté pour estimer avec précision la date du pic de production vient donc du fait que l'on ne connaît pas avec certitude l'étendue de ces réserves. Les estimations de ces réserves divergent également selon que le mode de calcul prenne en compte ou pas les pétroles non conventionnels. Le rythme de déplétion est également une grande inconnue. L'amélioration des nouvelles techniques de production a permis d'améliorer la productivité des puits en déclin (c'est-à-dire d'augmenter la production journalière), mais n'a pas augmenté les réserves comme certaines autorités le laissent entendre. L'utilisation de ces nouvelles technologies pourrait bien avoir pour conséquence de retarder le pic de production, mais également d'accélérer le rythme de déplétion une fois que ce pic de production sera atteint. En utilisant la méthode du Modèle Généralisé de Bass, Guseo, Dalla Valle et Guidolin¹⁶ ont trouvé une estimation du pic pétrolier en 2007 et une déplétion de 95% en 2023. Koppelaar (2005), quant à lui, prend également en compte des facteurs économiques et/ou géopolitiques qui peuvent avoir une influence sur la demande ou la production pétrolière et, in fine, retarder le pic de production. Yves Mathieu¹⁷ estime que la phase de déclin géologique (2% à 6 % par an) dont la date est située aux alentours de 2028 devrait être précédée à partir de 2006/2009 par une phase de déclin technico-économique (0,6% à 1,2% par an) de la production dû à un ralentissement des investissements en exploration et en production. Alors qu'on ne peut rien

¹⁶ R. Guseo, A. Dalla Valle and M. Guidolin "World Oil Depletion Models: Price Effects Compared with Strategic or Technological Interventions", (2007).

¹⁷ Conférence IFP sur le thème du pic pétrolier et gazier (11 Mai 2006)

contre la phase de déclin géologique, il est par contre possible, grâce à des investissements de R&D en exploration et en production, de stabiliser la production pétrolière mondiale et ainsi de transformer le déclin technico-économique en un plateau de production. Cela permettrait de créer un environnement plus propice à l'émergence de nouvelles énergies de substitution. Toutes ces incertitudes portant sur des facteurs déterminants ne permettent pas aux experts de situer avec précision le pic pétrolier.

Tableau 1.10 : Différentes projections concernant la date du pic pétrolier.

Source de la projection	Date du pic pétrolier	Expertise, précisions
Experts individuels		
Ali Samsam Bakkthiari	2006-2007	Consultant pour Iranian Oil Company.
Matthew Simmons	2007-2009	Oil Investment Banker.
Chris Skrebowski	2007-2010	Editeur UK Petroleum Review.
Kenneth S. Deffreyes	Décembre 2005	Professeur Emérite en géologie, Université de Pinceton.
Jean Laherrère	2010-2020	Prospecteur pétrolier pour Total.
Peter R. Odell	2060	Professeur Emérite en Etude énergétique Internationale, Rotterdam.
Boone Pickens	2005-2007	Président de BP Capital Investment.
Michael C. Lynch	> 2030	Chercheur MIT.
Colin Campbell	2010	Ph. D. Géologie, Administrateur Oil Depletion Analysis Center (ODAC).
Sadad Al-Husseini	2015	Ex-Directeur de l'exploration et de la production de Saudi-Aramco.
Jeremy Gilbert	2010	BP - Ex-Ingénieur pétrolier en chef
Tom Petrie	< 2010	CEO et co-fondateur de Petrie, Parkman et Co, Oil Investment Bank.
Pierre-René Bauquis	2020	Professeur associé ENSPM (IFP School)
Compagnies Pétrolières		
CNOOC	2005-2010	China National Offshore Oil Corporation
Total	2020-2025	
Shell	>2025	
BP	Inconnu	
Exxon Mobil	>2030	
Chevron	Eminent	
Organisations & Centres de recherche.		
World Energy Council	>2020	
Energy Research Center Netherlands	2010-2035	
CERA	>2020	Cambridge Energy Research Associates.
ASPO	2010	Association for the Study of Peak Oil.
IEA	>2030	International Energy Agency
Bureaux d'études		
IHS Energy	2011-2020	
Douglas Westwood	2010-2020	
Energy Files	2010-2020	
PFC Energy	2014-2025	
Tiré du Rapport d'étude de Maîtrise "Le déclin de l'économie pétrolière", Pascal Gagnon – Université du Québec (Février 2006) reprenant des données du "World Oil Production & Peaking Outlook", Rembrant H.E.M. Koppelaar (Novembre 2005)		

Le tableau 1.10 récapitule différentes projections d'experts, de compagnies pétrolières, et bureaux d'études ou d'autres institutions concernant le pic pétrolier. Afin de donner la fourchette d'estimations la plus large, on peut avancer que la majorité des experts prévoient ce pic pétrolier entre 2010 et 2030.

1.2.6. Les différents usages du pétrole.

Comme le montre le tableau suivant, le pétrole sert de matière première pour un bon nombre d'industries. Une augmentation des prix du pétrole causerait donc une inflation à divers degrés sur l'ensemble des secteurs industriels. Nous pouvons remarquer le coût des denrées agricoles serait également touché. Cela provoquerait une baisse du pouvoir d'achat des ménages et donc une réduction de la consommation des autres biens et services. Cette inflation est renforcée par une augmentation des prix des carburants affectant le coût du transport pour l'ensemble des industries. Comme nous le voyons dans la partie ci-dessous sur les alternatives énergétiques, le secteur des transports est fortement dépendant des carburants issus des hydrocarbures.

Tableau 1.11 : différents débouchés du pétrole.	
Les carburants (GPL, essence, gazole, carburacteur)	Industrie automobile, aviation
Les combustibles (fioul domestique, fioul lourd)	Chauffage domestique, chauffage urbain, transport maritime, locomotives, fours industriels. Dans l'industrie : cimenteries, tuileries, papeteries, verrerie et usines thermiques (production d'électricité).
Les lubrifiants	Huiles pour moteur, huiles pour transmission automatique ou hydraulique. Huiles de procédés : utilisées dans les encres, les insecticides, le caoutchouc Huiles blanches pharmaceutiques. Graisses : essentiellement dans les roulements à bille. Les cires : encaustiques, enduction de tissu, protection des métaux. Les paraffines : emballages, produits d'entretien, produits pharmaceutiques, explosifs, imperméabilisation du bois.
Les bitumes	Revêtement routier, étanchéité des bâtiments, isolation, anticorrosion...
Les gaz	Usage domestique
Les bases pétrochimiques	Polymères : plastiques, isolants. Fibres synthétiques : nylon. Caoutchoucs synthétiques. Solvants : encres d'imprimerie, peinture, colles, teintureries. Détergents. Agronomie : pesticides.
Source : Site Internet du CNUCED	

1.2.7. Les alternatives énergétiques aux énergies fossiles¹⁸.

Dans ce paragraphe nous passerons en revue les différentes alternatives énergétiques qui pourraient compenser la réduction progressive de la production mondiale des énergies fossiles. L'épuisement des réserves de pétrole et de gaz naturel est programmé dans le courant de ce siècle. Ces deux énergies alimentent des secteurs économiques aussi stratégiques que les transports et la production électrique. Il est donc urgent de leur trouver des substituts dans chacun de ces secteurs. Le domaine où le besoin d'une énergie de substitution est le plus pressant est celui des transports. Il absorbe, à lui seul, 70% de la production pétrolière mondiale et 90% de sa consommation énergétique provient du pétrole. Le secteur des transports occupe par ailleurs une place stratégique tout en haut du tableau d'échange interindustriel : une hausse des prix du transport se répercute sur l'ensemble du tissu industriel des économies. Il est donc impératif de développer de nouvelles énergies pouvant se substituer qualitativement et quantitativement au pétrole. Mais contrairement à ce que l'on pourrait penser, les alternatives au pétrole ne sont pas encore prêtes. Dans une étude¹⁹ réalisée pour le compte du département américain de l'énergie, Robert L. Hirsch estime que la mise en œuvre de toute solution demanderait au moins une vingtaine d'année. Si, comme le pensent les plus optimistes des analystes, le pic pétrolier n'arrivera pas avant 2030, alors il est tout juste temps pour opérer développer les solutions nécessaires afin de passer cette transition énergétique sans remettre en cause les perspectives de croissance économique. Par contre, si, comme le pense les plus pessimistes des analystes, le pic pétrolier arrivera autour de 2010, alors le monde traversera une longue période de difficultés économiques durant laquelle il faudra, en dépit des difficultés, développer les nouvelles énergies. Il existe bien des énergies alternatives qui sont développées actuellement, mais elles ne sont viables pour le moment qu'à petite échelle et/ou au niveau local. Comme nous le verrons dans la suite de ce paragraphe, aucune de ces énergies ne peut se substituer entièrement au pétrole pour remplacer la chute de sa production. Jusqu'à présent, les pays industrialisés pouvaient, grâce aux investissements massifs et aux innovations technologiques, accroître l'offre énergétique afin de satisfaire leur demande énergétique. Après le pic pétrolier, ces pays devront adapter leur demande énergétique à l'offre disponible. Cet exercice, beaucoup plus difficile que le

¹⁸ Dans ce paragraphe, nous puisons principalement nos informations dans le Rapport d'étude de Maîtrise de Pascal Gagnon "Le déclin de l'économie pétrolière", Université du Québec (Février 2006).

¹⁹ Robert L. Hirsch "Peaking of World Oil Production: Impacts, Migration and Risk Management", SAIC (2005)

premier, devrait nécessiter une remise du mode de vie et des habitudes de consommation de ces sociétés.

Les énergies alternatives destinées à remplacer les énergies fossiles dans des secteurs tels que le transport ou la production électrique sont souvent difficiles à développer à grande échelle sans une certaine énergie de base bon marché. En effet, par exemple, la production de turbines éoliennes, hydrauliques ou encore de panneaux solaires nécessite des matières premières qui doivent être extraites, transformées, manufacturées, installées et enfin entretenues. Toutes ces opérations ont un coût énergétique qui peut être, en soi, important. Par ailleurs, leur utilisation à grande échelle nécessiterait des quantités de matière première considérables. Il existe donc d'importantes contraintes physiques, énergétiques et financières au développement de ces énergies alternatives. Les trois premiers cas que nous présenterons sont plutôt des solutions alternatives au pétrole dans le secteur des transports. Les autres cas concernent plutôt le secteur de la production électrique qui devra également faire face, au cours de ce siècle, à l'épuisement des réserves de gaz naturel. Il faut noter que le gaz naturel et l'électricité pourraient également, grâce à l'innovation technologique, devenir des énergies de substitution dans le secteur des transports.

Les sables bitumeux et pétroles lourds.

Les sables bitumeux et les pétroles lourds sont souvent évoqués comme substituts aux pétroles conventionnels. Les réserves des sables bitumeux, surtout concentrées au Canada, sont très importantes. Elles permettraient théoriquement de décaler le pic pétrolier de plusieurs décennies. Cependant, l'exploitation de cette ressource et sa transformation en pétrole se heurte à de fortes contraintes techniques et financières. En effet, de lourds investissements en capitaux doivent être effectués pour développer toute l'infrastructure nécessaire à l'exploitation de cette ressource. Par ailleurs, d'énormes quantités de gaz naturel sont nécessaires pour extraire ces sables bitumeux. Le processus de production est donc lui-même très énergétivore : on dépense plus d'énergie que l'on en obtient dans le produit final. La production canadienne actuelle est de l'ordre d'un million de barils par jour. Selon Robert Hirsch (Etude SAIC, 2005), cette production pourrait atteindre 5 millions de barils par jour en 2030. Quant au pétrole lourd, il est surtout produit au Venezuela et ne peut être raffiné que dans un type particulier de raffinerie que l'on ne trouve pour l'instant qu'aux Etats-Unis (au Texas). Malgré leur abondance, ces deux types de pétroles non conventionnels ne pourront

pas compenser à moyen et long terme le déclin programmé de la production mondiale de pétrole conventionnel.

Les Biocarburants.

Les biocarburants sont des carburants fabriqués à partir de la biomasse. Ces carburants, tels que l'éthanol ou le biodiesel, ont le double avantage d'être extrait d'une ressource renouvelable et d'être écologiques car les émissions de gaz à effet de serre émises lors de la combustion du carburant sont absorbées par la biomasse qui servira à leur renouvellement. Si les expériences à petite échelle paraissent prometteuses, leur généralisation à grande échelle reste problématique. En effet, selon David Pimentel²⁰ la production d'éthanol demande plus d'énergie qu'elle n'en produit. Il démontre dans un article²¹ de 1998, que la production d'un gallon d'éthanol nécessite 71% d'énergie de plus que ce qu'il contient. Par ailleurs, même si la totalité de la surface de la terre était utilisée pour la production d'éthanol, cela ne suffirait à satisfaire qu'une petite partie de la demande mondiale en carburant. Ces biocarburants ne représentent donc pas une alternative crédible au pétrole dans le secteur des transports. Ils permettent tout au plus de réaliser quelques économies de pétrole.

Les voitures hybrides.

Les voitures hybrides permettent de réduire fortement la consommation de carburant, mais leur coût reste trop élevé pour être produit à grande échelle. De toutes les façons, même dans des conditions optimales, il faudrait au moins une vingtaine d'années pour renouveler toute la flotte de véhicule. Même s'il est nécessaire de continuer à développer ce type de véhicule pour économiser du pétrole, il est difficile d'imaginer que ces véhicules constitueront une réelle alternative dans le court et moyen terme. Par ailleurs, cette technologie ne répond pas au problème de l'aviation et du transport maritime.

L'Hydrogène.

Cette technologie n'est pas une énergie en soi mais un procédé de conservation de l'énergie électrique. En effet, l'électricité est convertie en hydrogène gazeux avant d'être utilisée dans des piles à combustible. Cette nouvelle technologie répond en partie aux attentes du secteur des transports en terme d'énergie transportable, mais son coût reste trop élevé pour qu'on

²⁰ David Pimentel "Ethanol fuels: Energy security, economics and the environment", Journal of agricultural and environmental Ethics (1991)

²¹ David Pimentel "Energy and dollar cost of ethanol production with corn", Hubbert Center Newsletter (1998)

puisse imaginer à court terme une large diffusion. Par ailleurs, l'un des problèmes majeurs est que ce procédé de conservation induit d'importantes pertes énergétiques : seuls 20% de l'énergie électrique utilisée en input est utilisable sous la forme d'hydrogène. Ce facteur est une forte contrainte dans l'utilisation à grande échelle de ce procédé, car les capacités de production électrique ne peuvent satisfaire une telle demande. D'importants efforts de R&D sont nécessaires pour rendre cette technologie utilisable à grande échelle, mais les experts estiment que cela ne sera possible au mieux que dans une quarantaine d'années.

L'énergie solaire.

Le développement de l'énergie solaire à grande échelle se heurte à d'importantes contraintes aussi bien physiques que financières. La productivité de ce type d'énergie est en fait très faible. Une étude de Ted Trainer²² évalue les coûts d'une centrale photovoltaïque d'une puissance journalière de 1000MW. Une telle centrale nécessiterait une surface de 87 millions de mètres carrés. A 1500 Dollars US le mètre carré, une telle centrale électrique coûterait pas moins de 130 milliards de Dollars US. Il indique par ailleurs que pour répondre à la demande australienne de 700 Petajoules, il faudrait 30 centrales de 1000MW soit 3330 millions de mètres carrés : cela représente 12 fois la surface disponible sur les toits résidentiels en Australie. L'énergie solaire ne semble donc pas en mesure de remplacer dans l'industrie électrique des énergies fossiles telles que le mazout et le gaz naturel. Par ailleurs, ses applications dans le domaine du transport semblent très limitées.

L'énergie éolienne.

Tout comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne a une productivité très faible. Il est très probable que l'énergie produite par une éolienne tout au long de sa durée de vie ne suffise pas compenser l'énergie utilisée pour la production de cette éolienne. La production énergétique des éoliennes étant très variable, ses applications se cantonnent pour l'instant au domaine de la production électrique notamment comme production d'appoint. Par ailleurs, les centrales éoliennes doivent en général être accompagnées d'une centrale au mazout ou au diesel pour assurer une certaine énergie de base. L'énergie produite par ces éoliennes ne dépasse en général pas 20% de la puissance de ces centrales au mazout. Il est donc très peu probable que cette énergie puisse remplacer les énergies fossiles dans la production électrique. Les applications dans le secteur du transport sont pour l'instant inexistantes.

²² Ted Trainer "Renewable energy; what are the limits?", Faculté des Arts de l'Université de New South Wales, Australie (2004)

Les Hydrates de méthane

Les hydrates de gaz sont des molécules de gaz piégées dans de la glace au fond des océans, du fait de certaines conditions de température et de pression. Ils se trouvent donc en milieu océanique, principalement à la marge des plateaux et sur les talus continentaux, mais aussi à plus faible profondeur dans les régions très froides, comme dans l'Arctique. Les gaz piégés dans ces structures de glace sont variés : on y trouve du dioxyde de carbone (CO_2), du sulfure d'hydrogène (H_2S) et du méthane (CH_4). Les hydrates de méthane sont ceux qui possèdent le potentiel énergétique le plus important. La fonte de 1 centimètre cube de cette glace libère jusqu'à 164 centimètres cubes de méthane. Les réserves de ces hydrates de méthane sont si importantes qu'elles pourraient représenter le double des réserves de toutes les autres énergies fossiles. Cependant, leur exploitation est, pour l'heure actuelle, techniquement et économiquement impossible à réaliser. En effet, les hydrates de méthane sont dispersés dans les sédiments marins sur de larges étendues et ne peuvent donc être exploités par des forages conventionnels. Une exploitation massive nécessiterait un système de dragues ou de pompage des sédiments. Ce type d'opération risquerait de déstabiliser les hydrates et de libérer d'énormes quantités de méthane dans l'atmosphère. L'exploitation de ces hydrates de méthane serait donc à la fois extrêmement capital intensive et énergie intensive, et comporterait par ailleurs des risques écologiques sérieux comme le renforcement de l'effet de serre et la déstabilisation des fonds marins qui pourrait menacer certaines plateformes pétrolières offshore et causer des tsunamis. Il n'est pas évident que l'on puisse récupérer, en l'état actuel de la technologie, plus d'énergie que l'on en dépenserait dans l'exploitation. Il est très peu probable que l'on arrive à maîtriser ce type d'énergie au cours du 21^e siècle.

Le charbon

Bien qu'il s'agisse d'une énergie fossile non renouvelable, les réserves de charbon sont plus abondantes que le pétrole et le gaz naturel. Cependant, compte tenu de son impact environnemental notamment en terme d'émission en gaz à effet de serre, il ne devrait pas être considéré comme une solution satisfaisante au déclin de la production pétrolière ou plus tard de la production gazière.

Le nucléaire

L'énergie nucléaire est la seule pouvant compenser à grande échelle le déclin à long terme de la production gazière pour la production d'électricité. L'uranium ne devrait pas s'épuiser au

cours du 21^e siècle. Cette énergie ne produit par ailleurs pas de gaz à effet de serre. Il existe cependant des risques de contamination radioactive liés au retraitement des déchets nucléaires ou des risques d'une catastrophe écologique telle qu'a connu la ville de Tchernobyl à la fin des années 80. Par ailleurs, avec le réchauffement climatique, les périodes de sécheresses pourraient être de plus en plus fréquentes et limiter la production des centrales nucléaires qui se servent des cours d'eau pour refroidir le réacteur nucléaire. Même si cela ne règle évidemment pas le problème du déclin de la production pétrolière pour le secteur des transports, il s'agit à l'heure actuelle de l'alternative la plus crédible en terme de production électrique en Europe. Elle reste cependant très lente à mettre en œuvre et largement insuffisante dans le bilan énergétique des grands pays possédant cette technologie. A titre d'exemple, la Chine prévoit de construire vingt à trente centrales nucléaires d'ici 2030. La part du nucléaire dans le bilan énergétique chinois passera alors de 1,5% à 3,5% (J-M. Chevalier et J. Percebois, 2007).

Le taux de croissance actuel de toutes les énergies alternatives que nous venons de présenter n'est pas de nature à compenser à moyen terme le déclin annoncé des énergies fossiles. Les ajustements devront s'effectuer essentiellement du côté de la demande énergétique. Cela suppose une remise en cause des structures économiques et sociales dans l'ensemble des pays du monde et l'émergence d'un nouveau mode de vie moins énergétivore.

1.3. Les enjeux économiques et géopolitiques du 21^e siècle.

Les enjeux économiques et géopolitiques de cette nouvelle donne énergétique sont considérables. La prospérité économique de l'Occident est disputée par les pays émergents et le statut d'hégémon que détiennent les Etats-Unis est de plus en plus remis en cause par les grandes puissances rivales. Le problème du nucléaire iranien est une parfaite illustration des conflits d'intérêts entre les grandes puissances que sont les Etats-Unis, l'Europe, la Russie et la Chine. Du point de vue économique, les Etats-Unis et l'Europe se trouvent dans une situation de plus en plus difficile face à une Russie et à une Chine qui connaissent de forts taux de croissance. Par ailleurs, la Russie fournit deux tiers des importations en gaz naturel de l'Europe et la Chine enregistre des excédents commerciaux records vis-à-vis de l'Europe et des Etats-Unis. Elle est également la principale détentrice de bons du trésor américain. Cette contestation de l'hégémonie américaine (ou plus largement occidentale) aussi bien sur le plan

économique que sur le plan géopolitique suscite de fortes tensions dans les relations internationales dont l'affaire du bouclier anti-missile américain déployé en Europe de l'Est et la suspension de la participation de la Russie au traité sur les forces conventionnelles en Europe (FCE) sont les manifestations les plus récentes. Dans la suite de ce paragraphe, nous expliquerons l'intensité de la relation existant entre l'énergie et l'économie. Nous présenterons de manière relativement détaillée la controverse sur la substituabilité des facteurs de production que sont le capital (K) et l'énergie (E). Nous verrons également que, contrairement aux prévisions de nombreux experts des institutions internationales, il existe de fortes incertitudes sur la croissance économique mondiale des prochaines décennies. Et finalement, nous présenterons brièvement l'aspect géopolitique en montrant que le monde connaîtra un accroissement des tensions internationales et une recrudescence des conflits dans les régions concernées par la production ou le transport des hydrocarbures. Ce facteur géopolitique pèsera négativement, à la fois sur la sécurité des approvisionnements énergétiques et sur la croissance économique mondiale.

1.3.1. L'existence d'une relation forte entre l'économie et l'énergie.

Afin de bien appréhender le lien qui existe entre l'économie et l'énergie et de mieux comprendre le traitement de cette question dans la littérature économique, notamment à travers la controverse portant sur la substituabilité du capital et de l'énergie que nous présenterons plus bas, nous nous proposons de réaliser une brève description de l'économie centrée autour de la notion d'énergie.

La technologie n'est rien d'autre qu'un moyen de transformer, une ou plusieurs énergies primaires ou secondaires, en une énergie utile, permettant de transformer des matières premières et/ou des matières manufacturées, matérielles ou virtuelles, en de nouveaux produits finis ou semi-finis, qui peuvent être soit de nouvelles technologies, soit des biens destinés à la consommation finale. Dans cette définition très générale, le travail humain peut être considéré comme une forme d'énergie particulière, une énergie intelligente, ayant, à l'instar des autres énergies, un coût. Cette définition traduit simplement le fait que tout processus de transformation nécessite une forme d'énergie. L'outil du processus de transformation industriel est la technologie.

L'économie consiste donc en l'articulation d'un système de production (l'industrie) et d'un système d'échange (le marché) permettant de satisfaire les besoins finaux de consommation des individus, mais également de produire et d'acquérir, aussi bien quantitativement (grâce à l'accumulation du capital) que qualitativement (grâce au progrès technique), de nouvelles technologies destinées au développement du système de production. Le marché permet, entre autres, de sélectionner les meilleures technologies. Le système d'échange (le marché et ses institutions) a une forte influence sur la nature du système de production (l'industrie) et sur sa structure organisationnelle et institutionnelle.

Nous retrouvons dans cette définition de l'économie les trois facteurs de croissance économique à long terme. Afin de mieux comprendre les enjeux énergétiques pour la croissance économique, nous avons décidé de faire ci-dessous un rappel bref (et somme toute élémentaire) de la nature de ces facteurs de croissance.

- L'accumulation du capital peut être physique ou monétaire. Le premier est de nature fixe et le second est mobile, liquide. Le capital physique est l'ensemble des technologies destinées au système de production. Son accumulation détermine le niveau de la production des différentes industries de l'économie. Le capital physique doit être renouvelé périodiquement selon son usure. Le capital monétaire permet justement de faciliter l'échange en servant de valeur de référence entre les individus et à travers le temps. L'accumulation du capital monétaire permet donc de différer dans le temps l'acquisition de nouvelles technologies et d'adapter le capital physique au progrès technique et à l'évolution de la demande finale. Il permet également d'acquérir l'énergie et les matières premières destinées à la production ou de satisfaire les besoins de consommation des individus. L'épargne, ou l'accumulation du capital monétaire, n'est autre que la partie du capital physique n'ayant pas encore été matérialisée en investissement et des biens n'ayant pas été consommés.
- Le progrès technique consiste, quant à lui, soit à inventer de nouvelles technologies et donc de nouveaux produits destinés à satisfaire de nouveaux besoins, soit à réduire les coûts de production des technologies existantes, notamment les coûts de l'énergie. Il consiste également en l'amélioration du capital humain, c'est-à-dire l'amélioration des connaissances des individus rendant possible la dynamique de ce progrès technique. Selon le principe de destruction créatrice de Schumpeter une technologie disparaît lorsque le progrès technique la remplace par une nouvelle technologie plus efficace et donc plus

rentable. L'amélioration de l'efficacité énergétique permet de réduire le coût de l'énergie. Lorsque l'énergie se fait rare, si le progrès technique ne compense pas la hausse du coût de l'énergie, alors la technologie perd de son attrait jusqu'à la menacer de disparition. Une technologie peut donc disparaître, faute de progrès technique. Elle disparaît lorsque sa valeur d'échange devient inférieure à son coût de production. L'évolution du progrès technique n'est donc pas toujours positive.

- La démographie joue un double rôle dans le système économique car les individus produisent et consomment de l'énergie. Nous avons vu que le travail des individus était une forme d'énergie intelligente ayant, à l'instar des autres énergies, un coût. Ce coût dépend entre autre du ratio de dépendance, c'est-à-dire de la proportion de la population active. Il permet en grande partie à l'ensemble de la population de subvenir à ses besoins énergétiques, alimentaires ou matériels. Par conséquent, la population active joue un rôle primordial au sein du système de production en fournissant une forme d'énergie. Et par ailleurs, l'ensemble de la population joue son rôle à travers ses besoins de consommation qu'il faut satisfaire grâce au travail de la population active. Ces besoins de consommation sont donc autant de débouchés pour le système de production. A travers leurs consommations diverses et variées, les individus consomment donc essentiellement de l'énergie. Une hausse de la démographie devrait donc, à travers l'augmentation des capacités de production et la hausse de la consommation finale, avoir un impact positif sur la croissance économique à long terme. A contrario, une baisse de la démographie devrait avoir un impact négatif sur la croissance économique à long terme d'un pays.

Cette vision quelque peu schématique nous permet de mieux comprendre le rôle primordial que tient l'énergie au sein du système économique. Nous pouvons remarquer que chacun de ces facteurs de croissance économique à long terme est fortement lié au facteur énergie. Depuis les débuts de l'ère industrielle, l'économie a disposé d'un accès à l'énergie de plus en plus important et de plus en plus bon marché. La plupart des grandes théories économiques traitant de la croissance économique et de l'accumulation du capital n'abordent que superficiellement la question de l'énergie. Par exemple, le modèle de Solow (1959), l'un des modèles de référence de la théorie néoclassique, ne considère comme facteur de production que le capital K et le travail L : $Y = f(K, L)$. Depuis ce modèle, il est d'usage de simplement définir le progrès technologique comme la part de la croissance du produit non expliquée par la croissance des inputs K et L en identifiant la croissance de la productivité totale des facteurs (TFP) au progrès technologique. Cette vision de la croissance ne permet pas

d'appréhender le rôle du progrès technique dans la relation entre l'énergie (E) et le capital (K). Cette question est traitée dans la littérature économique à travers la controverse sur la substituabilité ou la complémentarité entre E et K.

1.3.2. Le capital et l'énergie : facteurs de production complémentaires ou substituables.

Ce n'est qu'à partir du premier choc pétrolier que les économistes se sont intéressés à la relation existant entre l'énergie et le capital. Une importante littérature s'est étendue sur la nature de cette relation. Certaines études économétriques soutiennent l'idée que l'énergie et le capital sont des compléments, alors que d'autres soutiennent l'idée qu'ils sont des substituts. Dans le premier cas, une augmentation des prix de l'énergie devrait induire une réduction de la demande en biens de production (biens d'équipement) et donc affecter négativement la croissance économique. Et dans le second cas, une augmentation des prix de l'énergie devrait induire une augmentation de la demande en biens de production et donc permettre le remplacement du vieux capital par un nouveau capital ayant une meilleure efficience énergétique.

Berndt et Wood (1975) sont parmi les premiers auteurs à soutenir que l'énergie et le capital sont des facteurs complémentaires. Leur étude empirique porte sur les possibilités de substitution entre les inputs énergétiques et non énergétiques dans l'industrie américaine en se basant sur des séries temporelles dont les données sont comprises entre 1947 et 1971. Les auteurs utilisent une fonction de coût translog du type KLEM : capital (K), travail (L), énergie (E), matériel (M). Ils font par ailleurs l'hypothèse que la fonction de production est à rendements d'échelle constants et que tout changement technique affectant K, L, E et M est hicks-neutre, c'est-à-dire qu'il affecte de façon proportionnelle la fonction de production, pour toutes les combinaisons d'inputs. Et enfin, il utilise l'AES pour étudier les possibilités de substitution, c'est-à-dire l'élasticité de substitution de Allen (1938). Leurs résultats ont montré que les possibilités techniques d'une substituabilité entre les inputs énergétiques et les inputs non énergétiques étaient limitées. Ils en concluent donc la complémentarité du capital (K) et de l'énergie (E). D'autres études, comme par exemple celle de Hudson et Jorgenson (1974), aboutissent à des résultats similaires. La plupart de ces études utilisent une fonction de coût

translog de type KLEM, des séries de données temporelles et un coefficient d'élasticité de substitution AES.

Griffin et Gregory (1976) sont les premiers à critiquer l'étude de Berndt et Wood (1975) et à en contester les résultats. En effet, ils soutiennent que le capital et l'énergie sont en fait des substituts. Leur principale critique vis-à-vis de Berndt et Wood (1975) est l'utilisation par ces derniers de séries de données temporelles qui, selon Griffin et Gregory ne capturent que les effets à court terme des changements de prix de l'énergie. Pour Griffin et Gregory, s'il est possible que dans une optique de court terme, le capital et l'énergie soient des compléments, en revanche il est beaucoup plus probable qu'ils soient des substituts sur le long terme grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des nouveaux équipements et à l'augmentation des coûts du capital. Pour capturer l'effet à long terme de l'évolution des prix de l'énergie, les auteurs suggèrent d'utiliser des données de panel concernant l'industrie dans différents pays et une fonction de coût translog du type KLE. Ils ont donc étudié les données de 9 pays industrialisés pour les années 1955, 1960, 1965 et 1969. A l'instar de Berndt et Wood (1975), les auteurs utilisent le coefficient AES pour estimer l'élasticité de substitution. L'utilisation d'une fonction KLE au lieu d'une fonction KLEM est due au manque d'information sur les prix des matériels dans les différents pays. La différence entre les fonctions de coûts KLE et KLEM réside dans l'hypothèse, rejetée par cette dernière, qu'il existe une faible séparation entre le facteur matériel (M) et les autres facteurs de production K, L et E. Avec ce nouveau modèle, Griffin et Gregory (1976) montrent que le capital (K) et l'énergie (E) sont deux facteurs de production substituables. En utilisant des données de panel portant sur des séries temporelles de plusieurs pays, Pindyck (1979) et Ozalutay et al. (1979) trouvent des résultats similaires à ceux de Griffin et Gregory supportant une forte substituabilité du capital (K) et de l'énergie (E). Ces auteurs ont également utilisé une fonction de coûts KLE et un coefficient d'élasticité de substitution AES.

Dans un article de 1979, Berndt et Wood imputent la différence de ces résultats à l'utilisation de la fonction KLE qui selon eux biaiserait à la hausse les estimations de l'élasticité de substitution AES. Ils tentent par ailleurs de réconcilier ces deux visions en décomposant l'élasticité au prix en une élasticité dite « brute », considérant un niveau de production fixe ; et une élasticité dite « nette », considérant un niveau de production variable s'adaptant aux évolutions des prix. Leurs résultats empiriques montrent que le capital et l'énergie sont des substituts par rapport à l'élasticité brute, mais des compléments par rapport à l'élasticité nette.

Bref, lorsque l'on prend en compte les effets d'échelle, les facteurs de production K et E cessent d'être des substituts pour devenir des compléments. Pour appuyer leurs résultats, Berndt et Wood utilisent des séries de données temporelles par régions sur l'industrie canadienne.

Field et Grebenstein (1980) ont également apporté un éclairage intéressant sur cette controverse. Ils font remarquer que Berndt et Wood (1975) prennent en considération le « capital physique », alors que Griffin et Gregory (1976) prennent en considération le « capital travail »²³. En utilisant une fonction de coût KWEM où le facteur travail (L) est remplacé le facteur « capital travail » (W), les auteurs montrent que le « capital physique » et l'énergie sont des compléments, alors que le « capital travail » et l'énergie sont des substituts.

Blackorby et Russell (1989) ont, quant à eux, critiqué l'utilisation du coefficient d'élasticité de substitution d'Allen (AES) qu'ils jugent mauvais. L'élasticité de substitution de Morishima (1967) est à leur yeux un bien meilleur indicateur du facteur de substitution. Thompson et Taylor (1995) ont passé en revue huit études empiriques portant sur la relation entre K et E dont celles de Berndt et Wood (1975) et Griffin et Gregory (1976) en utilisant l'élasticité de substitution de Morishima (MES). Pour chacune de ces études, ils trouvent que le capital (K) et l'énergie (E) sont des substituts. Ils notent par ailleurs que, contrairement à l'AES, le MES n'est pas symétrique. Il a tendance à être plus élevé lorsque les prix de l'énergie s'ajustent, que lorsque c'est le coût du capital qui change. Les auteurs en concluent qu'une politique destinée à stimuler l'investissement dans des équipements ayant une meilleure efficacité énergétique serait plus efficace en altérant directement les prix de l'énergie par des taxes, qu'en altérant le coût du capital par des crédits d'impôt. En réexaminant un grand nombre d'études avec ce nouveau coefficient de substitution, Apostolakis (1990) trouve également que le capital (K) et l'énergie (E) sont substituables. Le niveau de cette substituabilité varie selon les secteurs et les pays.

Solow (1987) considère que ces études ne sont pas valides car elles se basent sur des données agrégées alors que le phénomène de substitution est, d'essence, microéconomique plutôt que macroéconomique. Nguyen et Streitwieser (1997) montrent effectivement que les données

²³ Ou "Working capital". Il s'agit d'un indicateur financier mesurant la quantité de liquidité disponible pour les opérations journalières d'une firme. "Along with fixed assets such as plant and equipment..." (le capital physique), "...working capital is considered a part of operating capital." – Wikipédia.

microéconomiques permettent des estimations plus précises basées sur des coefficients plus significatifs que ceux fournis grâce à des données agrégées. Ils en concluent que les élasticités basées sur des données microéconomiques sont plus robustes et plus fiables que celles fournies par des données agrégées. En utilisant l'AES, les auteurs trouvent une faible substituabilité entre K et E, alors que celle-ci est plus importante en utilisant le MES. Dans une autre étude de 1999, ils testent l'hypothèse que la substituabilité entre K et E varie selon la taille des firmes. En utilisant l'AES, ils trouvent que le capital (K) et l'énergie (E) sont des substituts pour les petites unités de production, alors qu'ils sont des compléments pour les grandes unités de production. Ils en concluent que les petites firmes sont plus flexibles pour substituer le capital à l'énergie. Mais en utilisant le MES, ils trouvent que K et E sont des substituts quel que soit le cas.

Jusqu'à présent, la littérature économique n'a pas réussi à fournir une réponse claire sur la question. Selon Thompson et Taylor (1995) une cinquantaine d'études sur la question de la substituabilité du capital et de l'énergie avaient été menées depuis le premier choc pétrolier. Il s'en dégage deux grandes conclusions :

- Les estimations des élasticités de substitutions sont grandement variables entre les secteurs et les pays, et à travers le temps. En effet, dans plusieurs industries comme le textile, la métallurgie, l'industrie du papier ou encore l'industrie du bois, le capital et l'énergie semblent être des compléments dans certains pays et des substituts dans d'autres.
- Il semble y avoir une dichotomie entre les études utilisant des séries de données temporelles et celles utilisant des données de panel. Dans le premier cas, la plupart des études concluent à une complémentarité entre le capital et l'énergie. Alors que dans le second cas la plupart des études concluent à une substituabilité entre le capital et l'énergie.

Nous pouvons rajouter que le processus de substitution de l'énergie (E) par le capital (K) prend du temps. Le niveau de substituabilité est donc plus faible à court terme qu'à long terme. Pour Atkeson et Kehoe (1999) une firme choisit le ratio capital/énergie de ses équipements de production sans pouvoir le changer par la suite. Comme ce ratio est fixe sur le court terme, la demande énergétique est inélastique. Une augmentation du prix de l'énergie a donc pour conséquence de réduire le niveau de production. Ce n'est que sur le long terme qu'une firme peut réduire sa demande énergétique et augmenter sa production en adoptant de nouvelles technologies. Ainsi, selon eux, l'énergie (E) et le capital (K) seraient des compléments à court terme mais des substituts à long terme. Diaz, Puch et Guillo (2004)

jugent ce modèle de Atkeson et Kehoe un peu trop extrême car le processus d'ajustement du ratio capital/énergie serait trop lent par rapport à ce qui est observé. Les auteurs différencient deux types de capital : le capital destiné à la production et le capital destiné à réduire la consommation d'énergie dans le processus de production. La hausse des prix de l'énergie engendre la réallocation du capital de la première destination vers la seconde. Cependant cette réallocation du capital est sujette à des coûts d'ajustement. Ceci explique donc que la demande énergétique réagisse assez lentement à l'évolution des prix.

Par ailleurs, des études se sont intéressées à l'impact des prix de l'énergie sur l'innovation et l'adoption de nouvelles technologies. Dorm et Dunne (1995) puis Pizer et al. (2002) ont trouvé que, dans plusieurs secteurs industriels, des prix élevés de l'énergie causent l'adoption de technologies plus efficaces en terme de consommation énergétique. Ils en concluent donc que les prix de l'énergie ont un impact significatif sur l'adoption de nouvelles technologies. Par contre, Popp (2001 et 2002) trouve que la relation inverse n'est pas si évidente. En effet, selon ses études publiées en 2001 et 2002, le changement technologique n'a qu'un rôle limité dans l'explication des variations de la demande énergétique. Il existe également d'autres études plus ciblées. Jaffe et Stavins (1995) trouvent une relation positive entre l'adoption de technologies d'isolation thermique et les prix de l'énergie. Rose et Joskow (1990) concluent qu'en réponse à la hausse des prix de l'énergie, les producteurs d'électricité adoptent des technologies permettant de plus grandes économies de fuel. Newell, jaffe et Stavins (1999) font remarquer que la climatisation et les chauffe-eau ont grandement amélioré leur efficacité énergétique après les augmentations des prix de l'énergie. Le temps nécessaire à l'adoption de nouvelles technologies plus efficaces en terme d'énergie varie selon le type de technologie, la firme, le secteur, le pays.

1.3.3. De fortes incertitudes sur la croissance économique mondiale future.

Comme nous venons de le voir, il existe une relation très forte entre l'énergie et l'économie. On peut constater qu'à travers l'histoire, la croissance économique est allée de paire avec une consommation énergétique sans cesse croissante. Alors que la croissance économique mondiale est de 0,33% en moyenne entre 1500 et 1820 (Selon les estimations d'Angus

Maddison²⁴), elle s'élève à 2,17% entre 1820 et 1992. Cette forte augmentation de la croissance économique mondiale a été rendue possible grâce au progrès technique et à l'accès à des énergies sans cesse plus abondantes et bon marché. Si le progrès technique tend à réduire la consommation énergétique des nouvelles technologies qu'il produit, le développement économique et social a permis également une large diffusion de ces technologies et en a multiplié le nombre. La dynamique de la croissance économique serait donc la suivante : Le progrès technique produit de nouvelles technologies dont la production et la consommation ont un certain coût énergétique. Ces technologies permettent à moyen et long terme un développement économique et social qui accroît la consommation énergétique globale et qui accroît les prix de l'énergie, fournissant ainsi de nouvelles incitations au progrès technique. Nous retrouvons ici l'idée d'une substituabilité de l'énergie (E) et du capital (K) à moyen et long terme, mais d'une complémentarité à court terme.

Avant d'étudier la libéralisation des industries électriques et gazière en Europe, il nous semble important d'analyser les perspectives de croissance économique à moyen et long terme. En effet, la consommation d'électricité et de gaz dépend également du niveau de l'activité économique. Nous allons donc dans un premier temps présenter les différents facteurs de croissance économique à long terme. Nous verrons ensuite différents scénarii de croissance économique à long terme. Et enfin, nous présenterons le scénario qui nous semble le plus probable d'ici à 2050.

Il existe trois principaux facteurs de croissance à long terme qui eux-mêmes peuvent dépendre d'autres facteurs :

- Le progrès technique qui peut dépendre entre autres de :
 - L'investissement dans la R & D
 - Les incitations à l'innovation et à la création d'entreprise
 - Le capital humain (niveau de formation et de qualification de la population active)
- La démographie (part de la population d'âge actif)
 - Le rôle de la politique économique et sociale à long terme.
- L'accumulation du capital qui peut dépendre entre autres de :

²⁴ Maddison Angus. *L'Économie mondiale. Une perspective millénaire*. Paris : OCDE, 2001, 400 p

- Le taux d'épargne et d'investissement
- La productivité du capital et du travail
- La stabilité du cadre institutionnel

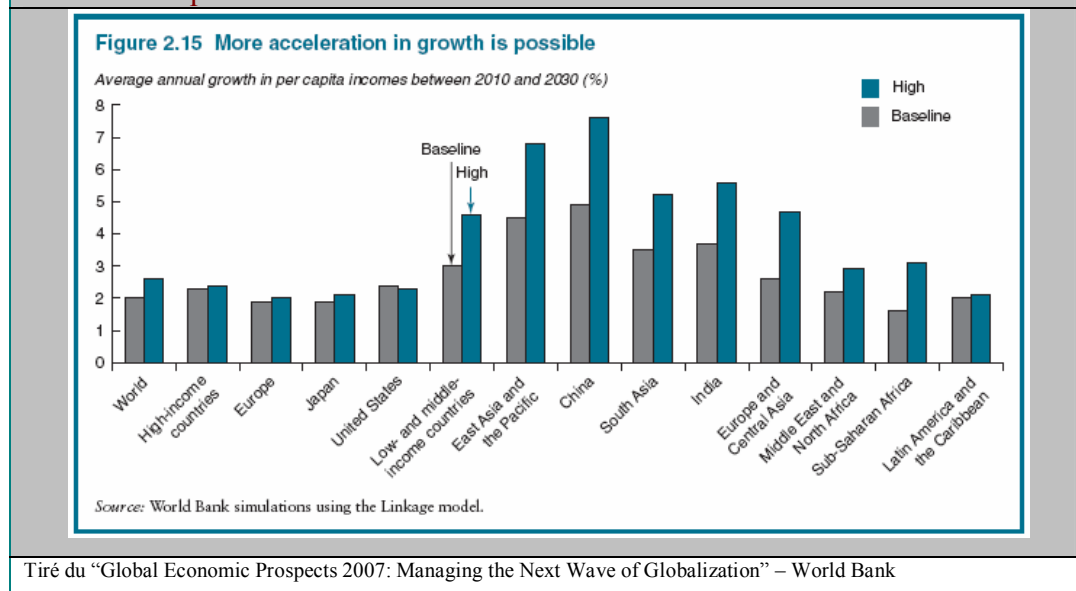
Comme nous l'avons vu précédemment, l'énergie joue un rôle dans chacun de ces trois facteurs. Par ailleurs, ces facteurs peuvent interagir entre eux. Prenons le cas de la productivité totale des facteurs qui est la somme de la productivité du travail, de la productivité du capital et de la productivité issue du progrès technique. La réduction de la production énergétique augmente les coûts de l'énergie. Le renouvellement du capital devient plus coûteux. L'augmentation des coûts de l'énergie augmente donc le coût du capital et réduit sa productivité, alors que le progrès technique a tendance à réduire le coût du capital et à augmenter sa productivité. Pour que la productivité totale des facteurs reste égale à elle-même et que l'accumulation du capital (donc la croissance économique) reste positive lorsque la productivité du capital baisse, il faut qu'elle soit compensée par une augmentation équivalente de la productivité du travail ou de la productivité issue du progrès technique. Dans le premier cas, l'augmentation des coûts de l'énergie devrait donc pousser le marché du travail vers plus de flexibilité. Lorsque ces pressions sur le marché du travail accentuent la précarité des travailleurs, elles peuvent remettre en cause la stabilité du cadre institutionnel qui détermine, dans une certaine mesure le taux d'épargne et d'investissement. Dans le second cas, d'importants efforts doivent être mis en œuvre pour stimuler le progrès technique. Cela nécessite une réallocation d'une partie du capital des activités productives vers les activités de R&D. Cependant, comme nous l'avons vu précédemment, le progrès technique met du temps à produire ses effets en terme de productivité.

Les prévisions de croissance à long terme sont donc assez délicates à réaliser. Sur la base des facteurs que nous venons de citer, il existe principalement trois hypothèses de croissance à long terme pour l'Europe :

- L'hypothèse d'une croissance continue en moyenne de 3% par an. Il s'agirait d'une croissance semblable à celle connue par les Etats-Unis dans les années 1990, du fait de l'essor des NTIC réduisant les besoins en énergie physique. Cette hypothèse était populaire surtout à la fin des années 90. Elle représente aujourd'hui le scénario le plus improbable.
- L'hypothèse d'une croissance faible en moyenne inférieure à 2% par an. Parmi les facteurs justifiant cette hypothèse il y a le vieillissement de la population, la lenteur de la

construction européenne notamment en terme de politique industrielle et commerciale, la faiblesse des efforts de R & D. Cette vision est celle des experts de l'OCDE et de la Banque Mondiale qui estiment que l'Europe connaîtra une croissance économique moyenne de 2% par an jusqu'en 2030, alors que la croissance moyenne mondiale serait de l'ordre de 2,5% par an. Ce scénario de référence se base sur l'hypothèse forte d'une politique énergétique inchangée. Afin qu'une telle hypothèse se vérifie, l'Agence Internationale de l'Energie²⁵ estime que les investissements nécessaires au niveau mondial dans les industries énergétiques sur le période 2005-2030 devraient alors être de l'ordre de 20000 milliards de dollars US dont 11300 pour l'industrie électrique, 4300 pour l'industrie pétrolière et 3900 pour l'industrie du gaz naturel. Pour l'industrie électrique, environ 60% de ces investissements concernent les pays en développement et 40% concernent les pays de l'OCDE d'Amérique du Nord (2000 milliards de dollars US-2005), d'Europe (1600 milliards de dollars US-2005) et du pacifique (600 milliards de dollars US-2005). Nous verrons plus bas que les conditions économiques pour de tels investissements sont loin d'être réunis.

Graphe 1.3 : taux de croissance annuel moyen dans le monde entre 2010 et 2030 selon la Banque Mondiale.



Cette opinion est également celle CEPII – Centre d'études prospectives et d'informations internationales – dont nous présentons dans le tableau ci-dessous les projections à long terme. Du fait essentiellement du vieillissement de sa population, la croissance

²⁵ World Energy Outlook (2006) – Agence International de l'Energie.

économique européenne chutera en 2030 à 1,5%. Selon le modèle utilisé par le CEPII, la croissance mondiale reste tout de même élevée : autour de 3%. Le modèle décrit surtout un glissement de l'activité économique mondiale vers les pays en voie de développement, notamment les pays d'Asie dont la croissance économique devrait rester forte en 2030 : entre 3% et 4%.

Tableau 1.12 : La croissance économique selon la démographie, le progrès technique et l'accumulation du Capital – un scénario de référence à l'horizon 2030 (CEPII, 2001)													
Chiffres en %		Croissance du PIB			Croissance de la population d'âge actif.			Croissance de la productivité			Accumulation du Capital.		
		Progrès technique											
Décennies	00-10	10-20	20-30	00-10	10-20	20-30	00-10	10-20	20-30	00-10	10-20	20-30	
Amérique Nord	2,19	1,90	1,73	0,94	0,21	-0,07	1,46	1,23	1,23	-0,20	0,46	0,57	
Europe Ouest	2,28	1,92	1,49	0,25	-0,17	-0,59	1,00	1,23	1,22	1,03	0,87	0,85	
Océanie, Japon	1,61	1,83	1,49	-0,25	-0,52	-0,26	1,00	1,29	1,29	0,86	1,05	0,46	
Europe Est	3,62	2,44	2,35	0,19	-0,67	-0,62	1,00	1,00	1,00	2,43	2,11	1,97	
Ex-URSS	3,35	3,71	3,27	0,45	-0,15	-0,35	1,00	1,00	1,00	1,91	2,86	2,63	
Amérique Latine	3,58	3,24	2,93	1,86	1,31	0,83	1,00	1,00	1,00	0,72	0,93	1,10	
Asie Sud-Ouest	5,20	4,59	3,88	2,14	1,59	0,99	1,00	1,00	1,00	2,05	2,00	1,89	
Asie Sud-Est	4,37	3,99	3,43	1,54	1,08	0,49	1,00	1,05	1,05	1,83	1,86	1,90	
Chine	6,15	4,76	4,16	1,19	0,27	-0,07	1,00	1,00	1,00	3,96	3,49	3,23	
Afrique Nord et Moyen Orient.	2,95	3,11	3,10	2,70	2,00	1,51	1,00	1,00	1,00	-0,75	0,10	0,60	
Afrique Sub-Sahara	3,58	3,87	3,95	2,71	2,73	2,54	1,00	1,00	1,00	-0,14	0,14	0,41	
Monde	3,24	3,00	2,73	1,53	1,03	0,70	1,11	1,12	1,10	0,60	0,86	0,93	
Tiré de « Croissance économique mondiale : un scénario de référence à l'horizon 2030 ». CEPII (2001)													

Tiré de « Croissance économique mondiale : un scénario de référence à l'horizon 2030 », CEPII (2001)

Ce modèle ne semble néanmoins pas suffisamment tenir compte des contraintes énergétiques qui se poseront à l'horizon 2030. Etant donné le contexte énergétique que nous avons décrit précédemment, il nous semble très peu probable que la croissance économique mondiale puisse se maintenir à un tel niveau jusqu'en 2030. En effet, cela nécessiterait presque de doubler la production énergétique actuelle en l'espace de 20 ans.

- L'hypothèse d'une alternance entre des périodes de croissance économique de 2 ou 3 ans et de récession économique. Cette tendance est observée depuis le début de la décennie 2000. De notre point de vue, il s'agit de l'hypothèse la plus probable.

Les perspectives de récessions économiques en Europe et plus globalement dans le monde nous semblent plus probables que les perspectives de croissance économiques aussi modestes soient-elles. En effet, la crise financière de Septembre/Octobre 2008 et la récession économique mondiale prévue en 2009 ont déjà compromise ces différents scénarii. Commençons par présenter les facteurs qui devraient peser sur la croissance économique

européenne. Nous avons évoqué la faible démographie des pays industrialisés, alors que celle des pays en voie de développement reste forte et soutenue. Or nous avons vu que la démographie était un des facteurs de croissance économique à long terme. Le déficit démographique des pays européens s'accompagne également d'un phénomène de désindustrialisation au profit des marchés émergents où les coûts des facteurs de production sont généralement plus faibles et où se trouvent un important potentiel de croissance économique. Ce déficit démographique est donc un facteur relativement handicapant pour la croissance économique européenne à long terme. Les déficits publics des pays européens sont un autre facteur de risque pesant sur la croissance économique future. En l'absence d'importantes réformes pour la réduction des dépenses publiques, les déficits publics des pays européens ne cesseront de s'accroître et il sera de plus en plus difficile de concevoir et de mettre en œuvre des politiques fortes de relance de l'économie. Les déficits publics sont généralement considérés comme des outils de relance économique, mais ils peuvent devenir un facteur de ralentissement économique. En effet, comme pour une entreprise, la dette publique a un effet levier permettant de booster la croissance économique, mais également un effet massue lorsque celle-ci n'est pas au rendez-vous. La charge de la dette peut donc très vite s'emballer, accentuer les déficits et/ou provoquer de l'inflation. Elle entretient alors la dette sur le long terme. Les pays européens auront donc toujours besoin d'une croissance économique de plus en plus forte afin de ne pas voir leur dette publique s'emballer. La dette publique lorsqu'elle est hors de contrôle est telle un cancer qui pompe les ressources des cellules saines. Ainsi, les ressources dégagées par l'ensemble des secteurs économiques seront en partie absorbées par la charge de la dette au lieu d'être réaffectées à la relance économique. En considérant un cas extrême, l'Etat pourrait devenir un outil entre les mains de ses créanciers et sa mission de redistribution des richesses mise en péril au profit des rentiers. Afin d'apurer leurs comptes, les états sont alors souvent amenés à se défaire de certains de leurs actifs et à se désengager progressivement des services publics comme ce fut le cas en Grande-Bretagne à la fin des années 80. L'accroissement des inégalités de richesses provoqué par la dette publique ou même la dette privée peut être un facteur de ralentissement économique voire même de forte récession. Les conséquences de la crise des « Subprimes » en sont une parfaite illustration. En effet, en Janvier 2008, les marchés financiers du monde entier ont chuté du fait du ralentissement de la croissance économique américaine dû à la crise financière aux Etats-Unis sur les subprimes en 2007. Selon une dépêche de AFP datée du 21 janvier 2008, l'indice MSCI Monde, un indicateur de tendance des marchés boursiers de la planète, aurait chuté de 2,5% durant cette seule journée. « En 13 semaines, cet indicateur aura

perdu 13% en devises locales²⁶, soit sa plus mauvaise performance depuis 2002, signalent les économistes de Henderson Global Investors ». Dans son rapport semestriel sur la stabilité financière dans le monde paru en avril 2008, le FMI a chiffré à 945 milliards de dollars le coût de la crise financière pour le système financier mondiale dont 565 milliards de dollars générés par la crise des subprimes. Les conséquences seront en fait beaucoup plus importantes. En septembre et octobre 2008, les bourses du monde entier s'effondrent. Des plans de soutien aux secteurs bancaires et financiers de plusieurs milliers de milliards de dollars sont adoptés dans l'urgence aux Etats-Unis et en Europe, creusant encore d'avantage les déficits publics alors que les indicateurs économiques laissent présager une forte récession économique au niveau mondial en 2009... et probablement au-delà. Les pays européens ne sont pas les seuls à souffrir de leur dette publique. Nous verrons plus bas le cas préoccupant pour l'économie mondiale des dettes publiques et privées américaines.

Les facteurs de récession économique mondiale, et donc par répercussion européenne, sont également assez nombreux. Il s'agit de cinq phénomènes globaux qui sont donc par définition assez difficile à maîtriser. Le premier de ces facteurs est l'incertitude énergétique qui ne manquera pas de peser lourdement sur la croissance économique mondiale au cours des prochaines décennies. Nous avons déjà consacré une partie de cet section à l'étude de ce facteur, nous nous intéresserons donc dès à présent au facteur suivant qu'est l'incertitude climatique. En effet, l'ampleur du réchauffement climatique et de ses conséquences économiques est encore inconnue. La multiplication des catastrophes écologiques risque de provoquer dans certaines régions la destruction d'équipement de production et d'augmenter les risques liés à l'investissement et donc d'augmenter le coût du capital déjà affecter par l'augmentation du coût de l'énergie. Par ailleurs, des régions entières sont menacées par la montée du niveau de la mer et des populations entières risquent de se retrouver dans une situation d'extrême précarité. Ce second facteur pourrait affecter lourdement l'offre et la demande mondiale en biens de consommation. Il constitue donc non seulement un important facteur de ralentissement économique, mais également un important facteur d'instabilité politique dont nous verrons plus bas qu'il pèse également sur la croissance à long terme. Selon Nicholas Stern²⁷ (2006), si la tendance des émissions de gaz à effet de serre se confirme, le coût économique pourrait s'élever à 5% du futur PIB mondial. Le troisième facteur de récession économique mondiale est l'important déficit public et privé des Etats-

²⁶ Dépêche AFP "Les marches craignent récession US et contagion européenne", 21 janvier 2008.

²⁷ Stern Nicholas "The economics of climate change", The Stern Review (2006)

Unis. Premièrement, l'économie américaine est l'un des moteurs de l'économie mondiale. Le marché intérieur américain offre des débouchés pour les industries d'un grand nombre de pays, notamment les pays asiatiques et européens. Une récession économique aux Etats-Unis réduirait fortement sa demande intérieure et priverait toutes ces industries de leurs débouchés commerciaux. Ainsi, une éventuelle crise économique aux Etats-Unis se transmettrait de manière systémique à l'ensemble des pays de la planète. L'actuelle crise économique en est une parfaite illustration. En creusant les inégalités de richesse, l'endettement privé réduit à terme la demande en biens de consommation car une part croissante des revenus des ménages est consacrée au remboursement de leurs dettes au lieu d'alimenter la croissance. L'endettement public réduit les marges de manœuvre de l'Etat en terme de politique économique. Lorsque l'endettement public est trop important, l'Etat ne peut plus ni soulager les ménages de leur endettement ni soutenir les secteurs en difficulté. En 2008, la dette publique et la dette privée ont atteint des niveaux record. Le plan de relance économique par la demande de 140 milliards de dollars annoncé par George W. Bush a été jugé insuffisant par les analystes qui ont estimé qu'il servirait au remboursement de la dette des ménages plutôt qu'à la relance économique. Nous avons décrit plus haut l'endettement comme un cancer économique détournant les ressources destinées aux activités productives. Nous en avons ici une belle illustration. Les méfaits de l'intérêt étaient déjà condamnés à son époque par J.M. Keynes²⁸ qui soutenait que les seuls bons usages du revenu monétaire étaient la consommation et l'investissement. A cet égard, les récents plans de relance visant à relancer le marché du crédit pour stimuler la demande et/ou l'investissement me semblent tout à fait contre indiqués, particulièrement à un moment où le système capitaliste mondiale ne fait que commencer sa purge et que les perspectives de croissance économique restent malgré tout hypothéquées à court terme et très incertaines à moyen terme. En cas d'échec de la relance économique, le risque de voir le problème s'aggraver est important. Deuxièmement, le dollar est de fait la monnaie des échanges internationaux. Les banques centrales des pays du monde entier détiennent des dollars ne serait ce que pour s'approvisionner en pétrole. Ainsi, lorsque le dollar se dévalue, les stocks de dollars des banques centrales perdent de leur valeur. Il y a alors un transfert de richesse qui s'effectue vers les Etats-Unis. Grâce à cette politique inflationniste, les Etats-Unis arrivent à relancer leur économie dans les périodes de morosité

²⁸ J.M. Keynes « Théorie Générale de l'Emploi, de l'Intérêt et de la Monnaie » (1936) : "Le seul remède radical aux crises de confiance qui affligent la vie économique moderne serait de restreindre le choix de l'individu à la seule alternative de consommer son revenu ou de s'en servir pour faire fabriquer l'article de capital qui, même avec une faible évidence, lui paraît être l'investissement le plus intéressant qui lui soit offert" p. 176

économique. Cependant de fortes dévaluations du dollar pourraient mettre en difficulté bon nombre d'économie. L'effet de contagion se transmet donc également à travers le dollar. Le quatrième facteur augmentant les risques de récessions mondiales est l'augmentation des conflits internationaux en nombre et en intensité. Faisant face à des problèmes économiques et sociaux de plus en plus sérieux, de nombreux pays sont touchés par une instabilité politique alimentant dans certains cas le phénomène du terrorisme. Les conflits régionaux devraient également se multiplier du fait des bouleversements climatiques. Et enfin, les divergences d'intérêt entre les grandes puissances sont de plus en plus visibles comme l'a montré de manière flagrante le conflit entre la Russie et la Géorgie en Août 2008, ou encore la situation géopolitique au Moyen Orient, notamment sur le dossier du nucléaire iranien, et en Asie Mineure. Les risques de déstabilisation du Moyen Orient font peser de sérieux risques à l'approvisionnement énergétique des principaux moteurs de l'économie mondiale. Tous ces conflits pourraient avoir un impact négatif sur les échanges internationaux et donc sur la croissance économique mondiale. A titre d'exemple, la décision de l'Ukraine de prendre partie pour la Géorgie en menaçant la Russie d'empêcher ses navires de guerre de rejoindre leur port d'attache de Sébastopol a sans aucun doute eu pour conséquence la crise de janvier 2009 sur le prix facturé à l'Ukraine pour le gaz russe et ses conséquences en terme d'approvisionnement pour l'Europe. Et pour terminer, le cinquième et dernier facteur pouvant renforcer le risque d'une récession économique mondiale est l'interdépendance entre les économies du monde entier. En effet, la mondialisation a eu pour conséquence de favoriser la propagation des crises financières et économiques à travers l'ensemble des pays de la planète. Certains ont une influence plus importante que d'autres sur le système économique mondiale. Lorsque leurs économies souffrent, les conséquences se font ressentir de manière plus ou moins amplifiée selon les pays sur l'ensemble du système économique.

Les cinq facteurs que nous venons de présenter nous laissent penser qu'il existe de fortes incertitudes sur la croissance économique mondiale à long terme. Selon Jean-Marie Chevalier et Jacques Percebois²⁹, de fortes rigidités à la fois d'ordre structurelle (capital physique) et comportementale (habitudes acquises de consommation) pèsent également sur les systèmes économiques en général et sur les industries énergétiques en particulier en réduisant de manière importante leurs capacités d'ajustement. Compte tenu de ces nombreuses rigidités, le scénario qui nous semble le plus probable pour l'économie mondiale dans les décennies à

²⁹ Jean-Marie Chevalier et Jacques Percebois "Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France", Conseil d'analyse économique (2007).

venir est celui de récessions économiques de plus en plus fréquentes et de plus en plus intenses. C'est par rapport à ce contexte économique extrêmement précaire que nous aborderons la question de la libéralisation des industries électriques et gazières en Europe.

1.3.4. Le facteur géopolitique : vers un accroissement des tensions internationales.

Nous avons vu précédemment le lien qui existe entre l'économie et l'énergie. Par conséquent, la sécurité énergétique des grandes puissances marque fortement les relations internationales. Du fait de ses caractéristiques physiques, énergétiques et économiques, le pétrole occupe une place particulièrement importante – certains diront même vitale – dans les économies nationales. Tant que l'offre pétrolière globale arrive à satisfaire la croissance de la demande globale, le marché présente un cadre institutionnel approprié pour une allocation efficace de cette ressource entre les différents acteurs économiques. En effet, toute l'offre est absorbée par toute la demande en permettant à tous les acteurs de maximiser leur propre utilité. Cependant, les différents types d'énergies sont en général des ressources bien trop importantes pour les laisser entièrement entre les mains du marché. Dans le cadre de relations internationales pacifiées, les états consommateurs jouent généralement la carte de la coopération économique ou du partenariat stratégique avec les Etats producteurs pour améliorer leur accès aux ressources énergétiques. Certains pays pétroliers ont déjà affiché leurs souhaits de recevoir en contre-partie d'une certaine sécurité énergétique des investissements directs et des transferts de technologie qui leur permettraient de diversifier leur économie, de générer de l'emploi et de stimuler sur le long terme leur croissance économique hors hydrocarbures. Des pays comme la Russie et l'Algérie veulent utiliser leurs ressources énergétiques comme un véritable levier de développement économique et l'intègrent désormais sans complexe dans leur diplomatie économique. Cependant, lorsque l'offre pétrolière globale n'arrivera plus à satisfaire la croissance de la demande globale, une proportion croissante de la demande demeurera insatisfaite. Les pays les plus pauvres verront leur accès aux produits pétroliers de plus en plus restreint. Lorsque les grandes puissances ne pourront plus toutes subvenir entièrement à leur demande énergétique sur le marché, il se pourrait fortement qu'elles essaient d'évincer leurs concurrentes autrement que par les lois du marché, c'est-à-dire par des moyens diplomatiques ou militaires. L'épuisement annoncé des réserves pétrolières dans les décennies à venir devraient donc s'accompagner par un accroissement des tensions internationales.

Les réserves de pétrole et de gaz naturel sont assez mal distribuées dans le monde. Concernant les réserves mondiales de gaz naturel, trois pays en détiennent plus de 50% : il s'agit de la Russie (27%), de l'Iran (15%) et du Qatar (14%). Le Moyen Orient à lui seul renferme dans son sous-sol 40% des réserves en gaz naturel et plus de la moitié des réserves mondiales de pétrole conventionnel. Cette concentration géographique des réserves d'hydrocarbures devrait se renforcer au cours du temps avec l'épuisement des réserves les plus faibles. Elle ne sera pas sans conséquence sur la sécurité énergétique des pays consommateurs. Ainsi les pays producteurs, et plus particulièrement ceux du Moyen-Orient devraient être dans les décennies à venir au centre de toutes les attentions des pays consommateurs qui rivaliseront entre eux pour avoir un accès privilégié à ces ressources énergétiques. Par ailleurs, les économies des pays producteurs sont souvent exclusivement orientées vers l'industrie pétrolière. Ces pays pétroliers souffrent généralement d'importants problèmes économiques et sociaux. La mauvaise gestion rend vulnérable ces pays aux ingérences étrangères et donc au risque d'instabilité politique. Ce risque est en soi un aspect géopolitique important menaçant la sécurité énergétique des pays consommateurs. Les régions les plus riches en hydrocarbures risquent donc d'être les premières victimes de l'épuisement des réserves.

Le principal objectif des politiques étrangères des grands pays consommateurs est de veiller à la sécurisation des sites de production et à celles des routes maritimes et des pipelines permettant le transport des hydrocarbures. Malheureusement, dans la confrontation de leurs intérêts énergétiques, ces pays portent souvent une responsabilité importante dans la déstabilisation politique des pays producteurs. Selon leur détermination à faire rentrer un pays producteur dans leur zone d'influence, les moyens d'actions peuvent être d'ordre économique, politique ou même militaire. Nous pouvons citer à titre d'exemple la forte déstabilisation politique du Vénézuéla par les Etats-Unis durant le premier mandat d'Hugo Chavez. Ou encore, la guerre d'influence que se livrent les Etats-Unis et la Russie dans les pays de l'ex-URSS – en Europe de l'Est et autour de la mer Caspienne – où ont eu lieu le renversement de plusieurs régimes comme en Ukraine et en Georgie. Nous pouvons également citer le cas de l'Irak qui s'est vu imposer un embargo économique durant une dizaine d'années avant d'être envahi militairement par les troupes américaines. La difficulté des grandes puissances du Conseil de Sécurité à se mettre d'accord sur le dossier du nucléaire iranien révèle la subtilité de ce que l'on pourrait appeler la « géostratégie énergétique ». Les convoitises vis-à-vis des ressources énergétiques restantes devraient être de plus en plus une source de conflits

internationaux. Une telle instabilité politique au niveau international ne peut avoir que des conséquences négatives sur la croissance économique mondiale.

1.4. L'approche théorique : La redéfinition des rôles du marché et de la régulation.

Dans la première section de ce chapitre, nous avons présenté les industries électriques et gazières, puis nous avons décrit le processus de libéralisation de ces industries en Europe. Nous avons vu que ces deux industries étaient en pleine mutation. L'industrie électrique, dont le marché est traditionnellement national, s'internationalise de plus en plus à la faveur de l'ouverture des marchés électriques en Europe et plus largement dans le monde. Quant à l'industrie gazière dont les marchés sont traditionnellement régionaux, elle tend à se mondialiser avec la forte percée du Gaz Naturel Liquéfié (GNL) sur le marché. L'utilisation croissante des centrales électriques à cycles combinés a augmenté la part du gaz naturel dans la production électrique en Europe. On assiste par conséquent à une intégration de ces deux industries. En effet, de plus en plus de firmes électriques prennent position sur les marchés du gaz. Ces mutations structurelles des industries électriques et gazières résultent à la fois d'innovations technologiques majeures, des contraintes de plus en plus fortes sur les approvisionnements énergétiques et du changement de l'environnement institutionnel, légal et réglementaire. La libéralisation de ces industries a donc permis de lever les obstacles institutionnels à l'accomplissement de ces mutations. Nous avons décrit précédemment ce processus de libéralisation qui prend des formes diverses et variées selon les pays. Cette hétérogénéité dans les structures organisationnelles et institutionnelles des industries nationales constitue en soit un frein à l'émergence d'un marché européen unique et homogène de l'énergie. Il existe néanmoins des possibilités de convergences institutionnelles au niveau régional qui permettraient à terme de faire émerger trois grands marchés régionaux européens.

La deuxième et la troisième section de ce chapitre nous ont permis de préciser le contexte énergétique et économique dans lequel se déroule la libéralisation des industries énergétiques européennes. Nous avons vu qu'il est fort probable que la production pétrolière mondiale atteigne un pic dans les deux prochaines décennies puis commence à décliner. La date exacte

de ce pic pétrolier et l'ampleur du déclin de la production pétrolière mondiale restent inconnues et font encore l'objet de controverse entre spécialistes. Le pic de la production mondiale de gaz naturel devrait suivre un peu plus tard dans le siècle. En l'absence d'énergies de substitution ou d'innovations technologiques majeures, notamment dans le secteur stratégique des transports, l'économie mondiale connaîtra des temps très difficiles avec des récessions économiques à répétition. Par ailleurs, le contexte économique mondial n'est pas très favorable à une transition énergétique sereine préservant la croissance économique mondiale et le contexte géopolitique rend difficile les compromis et la collaboration. Nous avons présenté les différentes théories explicitant le lien entre l'énergie et la croissance économique. Les perspectives de croissance économique mondiale à moyen terme ne sont donc pas très encourageantes. De profondes mutations de nos sociétés et de nos économies seront probablement nécessaires. Les pays qui s'adapteront le mieux et le plus rapidement acquerront un avantage comparatif décisif. Il nous semble que notre réflexion sur la libéralisation des industries électriques et gazières européennes, et plus particulièrement sur la recherche d'une structure organisationnelle optimale et d'un cadre institutionnel adéquat, devait prendre en considération ces incertitudes sur le contexte énergétique et économique de ces prochaines décennies.

Dans la suite de ce chapitre, nous rappellerons les différentes théories de la régulation afin d'alimenter notre réflexion sur les rôles respectifs du marché et de la régulation. La redéfinition du rôle de la régulation est la pierre d'angle du processus de libéralisation de ces industries. A l'instar de l'Economie Publique Institutionnelle, nous pensons que le marché aussi bien que la régulation supportent des coûts de transaction. Cependant, au lieu de considérer un choix binaire qui consiste à opter pour la solution dont les coûts de transaction sont les plus faibles, nous pensons qu'il est possible d'élaborer un système institutionnel ad hoc conciliant la régulation et le marché et qui minimiserait leurs coûts de transaction respectifs. Nous verrons dans le quatrième chapitre quelle forme pourrait prendre un tel système dans l'industrie électrique et l'industrie gazière. Avant d'entrer dans le vif de notre sujet en analysant la restructuration du marché européen de l'énergie par les stratégies de fusion et acquisition des firmes (Chapitre 3) et en étudiant la capacité d'un modèle d'organisation industrielle à gérer l'offre et la demande de manière optimale (Chapitre 4), nous préciserons pour plus de clarté notre problématique, le cadre théorique de notre étude et notre méthodologie.

1.4.1. Problématique.

La libéralisation des industries énergétiques a remis en cause le modèle des monopoles publics. Ce modèle traditionnel d'organisation industrielle a permis l'essor et le développement des industries énergétiques au lendemain de la seconde guerre mondiale. Cinquante ans plus tard, ces industries devenues matures doivent faire face à un nouveau contexte économique et social et doivent se préparer à relever de nouveaux défis tels que les grandes transitions énergétiques qui s'annoncent dans cette première partie du 21^e siècle. L'axe principal de notre réflexion est de savoir quel est le modèle institutionnel le plus approprié pour que les industries électriques et gazières européennes puissent relever ces défis économiques et énergétiques. Avant de répondre à cette problématique, nous devons répondre à une série de questions sur les nouveaux facteurs d'efficacité et de compétitivité de ces industries et sur les moyens de les acquérir.

L'une des premières questions qui se posent est de savoir si les pays européens doivent adopter une démarche commune en faisant converger leurs industries énergétiques et leurs politiques énergétiques ou si il est préférable que chaque pays mette en place ses propres solutions. La question qui se trouve en arrière plan est donc de savoir si la taille des firmes énergétiques peut constituer un facteur important d'efficacité et de compétitivité pour les industries énergétiques européennes. Les pays européens et la commission européenne semblent avoir opté pour le premier type de démarche en fixant comme objectif la création à terme d'un marché unique et homogène de l'énergie. Dès lors se pose la question de savoir quel est le modèle institutionnel qui favorisera la convergence de l'ensemble des industries européennes et permettra ainsi la création d'un tel marché de l'énergie. Lorsque l'on connaît l'hétérogénéité des modèles institutionnels et organisationnels de ces industries en Europe, on s'aperçoit de la complexité de la question. Nous apporterons des éléments de réponse à ces questions dans le second chapitre en proposant un modèle théorique basé sur la théorie de la dominance économique décrivant la restructuration du secteur de l'énergie à travers les stratégies de fusion et acquisition des firmes électriques.

La rationalisation de l'offre par rapport à la demande est un autre facteur d'efficacité et de compétitivité pour les industries énergétiques. L'une des questions majeures que pose la libéralisation des industries électriques à cet égard est celle de l'investissement. Si les

monopoles publics ont tendance à surinvestir et si les marchés libéralisés ont tendance à pousser les firmes au sous investissement, alors comment atteindre un niveau optimal d'investissement ? Par ailleurs, il existe deux types d'investissements catégoriquement différents dans l'industrie électrique : les investissements dans des équipements de base et ceux dans des équipements de pointe. Est-il possible d'optimiser ces deux types d'investissements au sein d'un même modèle institutionnel d'organisation industriel ? Quel serait un tel modèle ? Comment aménager l'actuel processus de libéralisation des industries électriques européennes pour parvenir à l'implémentation de ce modèle ?

La maîtrise de la demande est peut être l'aspect le plus important de la mutation des industries énergétiques. En effet, elle est un facteur clé de succès pour la transition énergétique à laquelle les économies européennes doivent se préparer. Notre problématique à cet égard sera de savoir comment un nouveau modèle d'organisation industriel pourrait mettre en place un système efficace d'incitation aux économies d'énergies dans l'industrie électrique. Nous étudierons également dans une dernière section le cas de l'industrie gazière.

Notre problématique principale est donc de savoir quels sont les aménagements qui pourraient être apportés au processus actuel de libéralisation des industries électriques et gazières européennes pour répondre à chacune des questions que nous venons de soulever.

1.4.2. Eléments sur la réglementation publique.

L'un des grands sujets économiques du 20^e siècle, concerne le partage des rôles entre le marché et l'Etat – ou un régulateur tirant sa légitimité des pouvoirs publics. Quel rôle doit assumer l'Etat dans la gestion des marchés ? A quelles conditions et sous quelles formes doit-il s'impliquer dans le fonctionnement des marchés ? Est-il capable d'améliorer l'efficacité des marchés, ou ne fait-il que perturber son bon fonctionnement ? Quels sont les facteurs expliquant qu'un marché doit être réglementé et qu'un autre doit être laissé aux simples forces de la libre concurrence ? Il est admis aujourd'hui que le marché n'est pas parfait, et que certaines de ses imperfections peuvent, dans certaines situations, le rendre inefficace. Cependant, il est également admis que tout système de régulation comporte ses propres failles qui réduisent l'efficacité de son action. Généralement, en essayant de pallier certaines

imperfections de marchés par la réglementation, il arrive que l'on en crée de nouvelles. Ainsi, nous pouvons dire que la réglementation se justifie pour chaque cas où les gains retirés de l'élimination des imperfections de marché compensent au moins les pertes occasionnées par ses insuffisances. Mais, du fait de la complexité des marchés, il est souvent difficile d'évaluer ex-ante l'efficacité d'une réglementation que l'on met en place. Parmi les tentatives d'implémentation d'une réglementation, on peut comptabiliser, selon les secteurs et les pays, autant de succès que d'échecs. Quand on sait la place importante qu'occupe le secteur de l'énergie dans une économie, on ne peut avancer qu'avec prudence en considérant la question de la libéralisation avec pragmatisme. L'une des questions auxquelles nous devrions répondre est de savoir quel est le pire des deux maux : les inefficiences de marché ou les inefficiences de la réglementation. La réponse à cette question varie selon le type d'industrie, son niveau de développement, mais également selon le contexte politique, économique et social du pays. Au lendemain de la Seconde Guerre mondiale, les industries électriques et gazières sont encore peu développées, les ressources énergétiques mondiales sont suffisantes, abondantes et sans cesse croissantes, les états européens ont accès à un financement abondant grâce au plan Marshall et enfin les besoins de reconstruction sont énormes. Le choix du monopole public était donc une évidence. En 2000, le contexte est devenu complètement différent. Les industries électriques et gazières sont devenues matures. Les ressources énergétiques mondiales semblent être de plus en plus limitées et leur accès de plus en plus difficile. Les déficits publics des pays européens ont atteint des niveaux assez importants pour empêcher les états d'investir massivement et enfin les perspectives de croissance économique sont assez faibles. Ainsi, nous pensons qu'un nouveau cadre institutionnel redéfinissant les rôles de la régulation et du marché est nécessaire pour faire face

Il existe quatre grandes écoles de pensée pour la théorie de la réglementation – ou économie publique. La plus ancienne de ces écoles de pensée est celle de l'économie publique traditionnelle. Cette théorie dont les origines remontent, sous une forme ou sous une autre, à l'époque de Adam Smith, fut l'unique référence en matière de théorie de la régulation jusque dans les années 60. L'un des fondateurs de l'approche moderne de cette théorie fut l'économiste Pigou. Joskow et Noll appellent cette théorie "Normative Analysis as a Positive Theory" (NPT). Elle est basée sur l'hypothèse que la régulation existe pour pallier les imperfections de marché. Concernant les industries de réseaux sous l'emprise d'un monopole, la régulation a pour principal objectif d'éliminer les inefficiences du monopole et de protéger les consommateurs de son pouvoir de marché. Cette approche de la régulation fut d'abord

remise en cause par un article³⁰ de 1962 de G. Stigler et C. Friedland qui, sur la base d'une étude empirique, concluait que la régulation de l'industrie électrique n'impliquait pas, comme pourrait l'attester la NPT, des prix plus bas que ceux d'un marché compétitif. Cet article fût l'élément déclencheur d'une littérature portant sur les effets néfastes de la régulation et qui déboucherait en 1971 sur ce que Stigler appellera la Théorie Economique de la Réglementation (ET) ; parfois appelé également Théorie de la Capture - CT. L'élément le plus important et le plus intéressant de cette théorie est qu'il considère les politiciens comme des individus maximisant leurs propres intérêts. Si la régulation est un mécanisme de redistribution des richesses du monopole vers ses consommateurs, pourquoi ne pas imaginer que dans un système démocratique, certains individus essaient d'influencer les autorités publiques afin que cette redistribution leur profite ? La régulation devient donc l'objet d'enjeux politiques et économiques. Richard Posner, Sam Peltzman et Gary Becker ont également apporté d'importantes contributions à l'édification de cette théorie que nous développerons dans la partie consacrée à l'Economie Publique Industrielle. Par la suite vint l'école de la Nouvelle Economie Publique. Cette nouvelle approche, relativement récente – fin des années 80, début 90 – concilie les deux précédentes dans la mesure où elle admet le fait que la régulation doit pallier les imperfections du marché et le fait que cette régulation soit elle même imparfaite. Elle découle en fait de l'incorporation dans la théorie de la réglementation de la théorie principal-agent et des théories de l'économie de l'information. L'idée de cette approche est de s'intéresser aux inefficiences de la réglementation afin de les réduire au maximum par le biais de mécanismes d'incitation. Les solutions pour remédier à ces insuffisances sont donc souvent puisées dans la théorie des incitations et des contrats dont J-J. Laffont et J. Tirole sont deux des auteurs les plus reconnus. Et enfin, il y a l'école "institutionnelle" de la régulation. Celle-ci se base sur la notion de coûts de transaction présente dans les travaux de R. Coase (1937, 1960) et de son disciple O. Williamson (1975, 1985). Cette approche considère que la régulation, à l'instar du système de prix d'un marché, est un mécanisme de coordination ayant des coûts de transaction qu'il faut prendre en compte pour savoir si elle est souhaitable ou non. A l'initiative de "*The Bell Journal*"³¹, d'autres économistes ont fortement contribué à l'évolution de l'économie de la réglementation. Nous

³⁰ George J. Stigler et Claire Friedland, "What can regulators regulate? The case of Electricity", *Journal of Law and Economics*, Vol. 5 (October 1962), pp. 1-16.

³¹ "The Bell Journal of Economics and Management Science" est fondé par AT&T en 1970. Le journal devient "The Bell Journal of Economics" en 1974, puis "the Rand journal" en 1984. Durant toute la période qui a précédé le démantèlement de AT&T, ce journal s'est beaucoup préoccupé des questions relatives à l'économie de la régulation.

citerons à titre d'exemple William Baumol, Walter Oi, William Vickrey, Elisabeth Bailey, John Panzar, Robert Willig ou encore David Sibley.

L'économie publique traditionnelle (Pigou).

Ce courant de pensée – qui se trouve dans la lignée des travaux de A.C. Pigou sur l'économie du bien-être – considère que la réglementation permet de corriger les imperfections du marché et ainsi rétablir son efficience. La théorie suppose que le régulateur est un planificateur idéal, assimilé à un despote bienveillant, mettant en application une réglementation supposée parfaite : il ne se préoccupe que de l'efficacité de ses actions visant à rétablir les équilibres de marché, et est supposé être totalement indépendant de tout groupe de pression et des pouvoirs publics. On suppose par ailleurs qu'il n'est contraint par aucune difficulté de collecte de l'information (il est parfaitement informé), ni par ses capacités de calcul (il est parfaitement rationnel). Cette théorie justifie la réglementation dans la mesure où elle est supposée pouvoir lutter efficacement contre les imperfections de marché et ainsi améliorer l'efficience des marchés. Les industries de réseaux ont été fortement réglementées durant des décennies du fait de certaines imperfections de marché qui les caractérisaient à des degrés divers. Les industries de réseaux ont généralement la caractéristique d'être des monopoles naturels. C'est principalement sur cet aspect là que se focalise l'économie publique traditionnelle. L'objectif de la réglementation est d'éviter tout pouvoir de marché du monopole en proposant un système de tarification socialement optimal. En l'absence de réglementation, il existe deux solutions de système de tarification conduisant à un équilibre pareto-optimal du marché. La première est celle d'une négociation entre l'entreprise et ses clients. Cette solution est assez peu réaliste dans la mesure où elle fait abstraction des coûts de transaction qui seraient alors prohibitifs. La seconde solution est celle d'une discrimination des prix de premier degré³². Cette solution, généralement non réalisable, est une solution pareto-optimale car elle suppose que les quantités offertes sont définies par égalisation du coût marginal avec le prix. Cette solution aboutit donc à la maximisation du surplus du producteur et du surplus des consommateurs, mais le problème est que celui-ci se retrouve entièrement entre les mains du monopole. La répartition du surplus social entre le producteur et ses consommateurs n'est pas équitable. Ces deux solutions dites "naturelles" (en l'absence de réglementation) ne sont donc

³² Il existe trois degrés de discrimination par les prix. Le premier degré de discrimination – on parle alors de discrimination parfaite – consiste à faire payer à chaque client le prix maximum qu'il est prêt à payer. Cela suppose que le monopoleur puisse vendre séparément différentes unités de son produit à des prix différents selon le consommateur. Le second degré de discrimination consiste en des réductions qui varient selon les quantités achetées. Et enfin, le plus fréquent, le troisième degré de discrimination consiste en une segmentation du marché selon des clientèles bien distinctes dont les élasticités-prix de la demande sont très différentes.

pas satisfaisantes car elles sont trop coûteuses ou trop peu équitables. La réglementation pourrait donc être nécessaire pour forcer une solution s'approchant de l'optimalité parétienne et acceptable pour tous. Ainsi, si le monopole est trop inefficace, c'est à dire si sa charge morte devient trop importante pour la collectivité, alors une solution "réglementaire" consisterait à simuler une situation de CPP en fixant les prix au coût marginal. Comme le monopole naturel est caractérisé par des rendements croissants, ses coûts marginaux sont décroissants, mais surtout inférieurs aux coûts moyens. Une subvention devra donc être versée au monopole afin de compenser l'écart entre le coût marginal et le coût moyen. Cette solution est dite de "premier rang" car elle répond à la définition de l'optimum parétien. Cette tarification administrée au coût marginal est critiquée par les partisans de l'Economie Publique Industrielle qui dénoncent les effets pervers des subventions qui constituaient des prélèvements obligatoires générant des inefficacités aux effets distorsifs, et primes à une gestion peu rigoureuse.

L'Economie Publique "Industrielle" (Stigler, Posner, Peltzman, Becker).

Selon ce courant de pensée, dont les contributions les plus significatives ont été apportées G. Stigler³³ (1971), R. Posner (1971), S. Peltzman (1976), et G. Becker³⁴ (1983), la réglementation est elle même l'objet d'un marché entre, d'un coté des politiques et des fonctionnaires recherchant une réélection ou un accroissement de leur pouvoir technocratique (des offreurs de réglementation), et de l'autre des entreprises cherchant essentiellement une certaine forme de protection ou de bienveillance de la part des autorités publiques (demandeurs de réglementation). C'est la théorie dite de "capture" du système de régulation par des groupes d'intérêt ; on l'appelle d'ailleurs également la théorie des "groupes d'intérêt". En rupture avec la NPT³⁵, Stigler considère que les hommes politiques³⁶ ne maximisent que leurs propres intérêts (leur propre utilité) au lieu de maximiser le bien-être social. Les deux attributs fondamentaux de leur fonction d'utilité sont l'argent et les votes qui leur permettront de préserver et même d'améliorer leur pouvoir de décision. Ainsi, les lobbies entreront en compétition pour obtenir des décideurs l'élaboration d'une régulation/réglementation les

³³ Prix Nobel 1982

³⁴ Prix Nobel 1992

³⁵ "Normative Analysis as a Positive Theory"

³⁶ Les hommes politiques ont le pouvoir de façonner la structure de marché d'une industrie, et donc, in fine, de décider du niveau des prix.

favorisant. La capacité d'un lobby à obtenir des soutiens politiques – et donc d'influer sur l'évolution de son environnement réglementaire – dépend de deux types de contraintes : les contraintes d'informations et les contraintes d'organisation. Les coûts d'information et d'organisation étant croissants selon la taille du groupe de pression, les petits groupes tendront à avoir une plus forte capacité d'influence que les grands groupes qui auront plus de mal à s'organiser et à acquérir les informations qui leur sont nécessaires. Comme les consommateurs sont généralement plus nombreux que les producteurs, Stigler conclut que ceux-ci finiront par capturer le régulateur et l'influencer dans le sens de leurs intérêts. La régulation servirait donc exclusivement les intérêts des producteurs. Cependant, il est vite apparu que cette conclusion – un peu extrême – ne pouvait être générale. R. Posner dans son article de 1971 “Régulation by Taxation”, attire l'attention sur le cas des subventions croisées. Comment justifier par la théorie de la capture que certains producteurs soient dans l'obligation de servir certains consommateurs à des prix parfois inférieurs aux coûts marginaux, même si c'est aux frais d'autres consommateurs ? Posner illustre à travers le cas des subventions croisées le fait qu'il existe autant de cas qui montrent que la régulation profite aux producteurs comme le stipule la Théorie de la Capture, que de cas qui montrent qu'elle les contraint, comme l'affirme la NPT. L'approche de Peltzman (1976) a marqué une autre étape dans l'affinement de la théorie industrielle de la régulation. L'auteur suppose qu'aucun groupe d'intérêt en particulier ne capture le régulateur (ou le politicien), mais que celui-ci maximise sa propre utilité en répartissant les bénéfices de la régulation de façon optimale entre les différents groupes de pression. Ainsi, dans la mesure où quelques consommateurs peuvent proposer de l'argent et/ou des votes, ils peuvent également occasionner des changements dans la réglementation en proportion de leurs apports. Il dérive ainsi un équilibre caractérisant les allocations faites entre les différents groupes de pression. L'idée que la régulation servirait exclusivement les intérêts des producteurs est donc écartée. Le régulateur souhaite satisfaire les attentes de tout le monde, mais il est contraint par les fonctions de demande et de coûts de l'industrie dont il a la charge. Et enfin, G. Becker vient apporter la touche finale à la consolidation de cette théorie de la réglementation. Son approche fait le lien entre l'importance accordée dans la Théorie de la Capture à la fonction de redistribution de la régulation et l'importance accordée dans la NPT à la notion d'efficacité. Il reprend l'idée d'un équilibre caractérisant les pressions exercées par les vainqueurs et les perdants de la régulation. En fait, cet équilibre de la distribution des bénéfices de la régulation,

dénotant une certaine redistribution de richesses, dépend également de l'efficacité du marché. Moins le système de régulation sera efficace, plus la charge morte sera importante³⁷, et plus il sera difficile à ceux qui bénéficient le plus de la régulation de maintenir leur position car ils seront de plus en plus contestés par ceux qui en souffrent le plus.

La théorie industrielle de la régulation préconise donc d'éviter toute forme de réglementation car elle est nécessairement source de gaspillage. Selon la théorie des marchés contestables (Baumol, Panzar et Willig, 1982), la réduction des barrières à l'entrée et à la sortie du marché permettrait de renforcer la concurrence au sein du marché et d'optimiser ainsi son efficacité. Cette mise en compétition peut prendre la forme de mise en enchères lorsqu'il s'agit de concessions. Ou bien encore elle peut prendre la forme d'une compétition intermodale, c'est à dire entre différents vecteurs technologiques comme l'avion et le train dans le secteur des transports. La réglementation, préconisée en terme de tarification lorsque celle-ci est nécessaire, est une solution de second rang (c'est à dire de moindre mal) puisqu'il s'agit d'une tarification administrée au coût moyen. On citera comme exemple la tarification selon la *méthode Ramesey-Boiteux* sur les monopoles naturels multi-produits (développée par EDF pour l'industrie électrique). Cette tarification consiste à faire payer aux consommateurs un prix dont l'écart par rapport au coût marginal est d'autant plus grand que l'élasticité-prix de la demande est faible.

La nouvelle économie publique (Laffont, Tirole).

Cette école de pensée prend en considération à la fois les imperfections du marché et les insuffisances de la réglementation. Les principaux défauts de la réglementation sont l'asymétrie de l'information entre le régulateur et la firme réglementée ou encore entre l'autorité de tutelle et le régulateur, l'intérêt personnel du régulateur et son insuffisance de crédibilité. Les travaux de J-J. Laffont et J. Tirole (1988, 1993 et 1994) sur les relations principal-agent en situation d'asymétrie d'information, et sur les modèles d'incitation ont fortement contribué au développement de cette approche de la théorie de la régulation qui consiste à inciter le monopoleur à s'auto-discipliner. En situation d'asymétrie de l'information les agents n'ont pas accès à la même information que ce soit en quantité ou qualité. Ce défaut d'information est source de méfiance, de viscosité des marchés et finalement d'inefficiences.

³⁷ C'est à dire que la surface se trouvant entre la courbe de demande et la courbe d'offre. Plus on est éloigné de l'efficacité du marché, et plus cette surface est grande. Pour Becker, cette charge morte est égale à la différence entre les gains du vainqueur et les pertes du perdant occasionnées par les changements de la régulation.

Il existe deux types de problèmes concernant l'asymétrie d'information : le problème d'anti-sélection qui se pose avant la signature d'un contrat du fait d'informations cachées (problème d'opportunisme ex-ante), et le problème d'aléa moral qui se pose après la signature d'un contrat du fait d'actions ou de décisions cachées (problème d'opportunisme ex-post). Le premier type de problème se règle par des procédures de révélation d'information qui exploitent les signaux de marché, alors que le second type de problème se règle par des mécanismes d'incitation. La nouvelle économie publique trouve son champ d'application dans la théorie des incitations et des contrats pour résoudre les problèmes d'aléa moral découlant de situations d'asymétrie d'information entre l'agent et le principal, entre la firme et son régulateur. La réglementation se trouve face à un dilemme quant au type d'incitation à mettre en place. Faut-il inciter le producteur à une efficacité productive en l'encourageant à mettre en œuvre les techniques de production les plus performantes et à réaliser des efforts de productivité, ou bien faut-il l'inciter à une efficacité allocative afin de garantir une allocation optimale des ressources tout en minimisant les distorsions du marché dus à l'intervention publique ? La littérature économique propose deux types de réglementation pour résoudre chacun des éléments de ce dilemme. La réglementation Cost-plus du taux de rentabilité tend à favoriser l'efficacité allocative afin d'éviter le problème d'anti-sélection. Ne disposant pas des informations nécessaires pour facturer au coût moyen, le régulateur fonde alors sa tarification sur le taux de rentabilité dont les informations nécessaires sont plus facilement accessibles, et l'application assez simple. En fixant son taux de rentabilité, la firme est censée traduire en baisse des prix tout excès de profit. Mais pour éviter de baisser ses prix, la firme préfère généralement modifier sa combinaison productive pour élargir la base sur laquelle le taux de rentabilité est calculé. Ce type de réglementation fait donc subir au régulateur un risque d'aléa moral qui pousserait la firme à une surcapitalisation (effet Averch-Johnson) responsable d'une combinaison productive non efficace. Le second type de réglementation est la réglementation Price-cap (ou prix-plafond). Ce type de réglementation tend quant à elle à favoriser l'efficacité productive afin d'éviter le problème d'aléa moral. Cette réglementation se base sur la méthode de Linhart et Radner qui consiste à fixer un prix maximum devant être redéfini périodiquement en fonction des gains de productivité (réduction des coûts de production) dus aux effets d'apprentissage et d'expérience et de la variation des prix des facteurs de production. La firme peut s'approprier tous les gains de productivité supérieurs à la norme. Elle est ainsi incitée à réaliser le maximum d'efforts de productivité en choisissant une combinaison productive efficace. Le problème d'anti-sélection intervient au moment de fixer la norme faisant référence. Chacune de ces deux

méthodes ne peut résoudre qu'un seul type de comportement opportuniste. Dans la réalité, un menu de contrats étagés entre ces deux types de solutions extrêmes est proposé aux firmes régulées.

L'économie publique "institutionnelle" (Coase, Williamson).

L'économie publique institutionnelle se base sur la théorie des coûts de transaction dont les travaux fondateurs sont ceux de Coase (1937, 1960) et de Williamson (1975, 1985). Cette approche, prend en considération les coûts de transaction attachés à la réglementation que l'économie publique traditionnelle supposait nuls. Le marché supporte des coûts de transaction qui peuvent motiver la réglementation. Seulement, selon Coase, la réglementation est un mécanisme de coordination qui, à l'instar du marché, doit faire face à ses propres coûts de transaction. Ainsi pour savoir si une réglementation est souhaitable, il faut que deux conditions soient simultanément remplies. La première est que les coûts de transaction de la réglementation soient inférieurs au bénéfice attendu de la réglementation. La seconde est que les coûts de transaction de la réglementation soient inférieurs à ceux de toutes autres solutions. Pour cela, Coase propose une démarche empirique de comparaison des différentes solutions possibles et de chiffrage de leurs coûts de transaction respectifs. Bien qu'elle soit intéressante, cette démarche reste très théorique et abstraite, donc peu pratique. Cependant, on peut remarquer une certaine similitude d'approche entre la nouvelle économie publique et l'économie publique institutionnelle. En effet, dans ces deux approches, on considère le marché et la réglementation comme étant imparfaits – ou ayant des coûts de transaction. Il s'agit dans les deux cas d'une approche relativiste visant à trouver le bon équilibre entre les imperfections du marché et celles de la réglementation censée les corriger.

En Europe, la conception de la réglementation a changé au cours des dernières décennies. Comme le préconise l'économie publique traditionnelle, le secteur de l'énergie a longtemps été fortement réglementé. Les industries énergétiques de la plupart des pays étaient entre les mains de monopoles publics et souvent verticalement intégrées. Plusieurs facteurs interviendront pour remettre en cause ce schéma d'organisation industriel traditionnel. Dans les années 70, les pays européens font face à une longue crise économique qui mettra leurs états en grande difficulté budgétaire. Ces Etats ont alors besoin d'argent pour combler leur déficit budgétaire. Des réformes sont par ailleurs nécessaires pour limiter leurs coûts de fonctionnement. Ils s'engageront donc dans un processus de privatisation et de libéralisation qui débutera au début des années 80 en Grande-Bretagne et aux Etats-Unis. C'est la Grande

Bretagne de Thatcher qui s'engagera avec le plus de fermeté dans ce processus de libéralisation de l'économie. La chute du mur de Berlin à la fin de la décennie ne fera que renforcer la pensée libérale en Europe. Les années 90 voient s'accélérer le processus de mondialisation et de globalisation des échanges. De grands ensembles régionaux commencent à se constituer pour peser sur le commerce international. Le processus de construction européenne devient une priorité. Celle-ci passe par la constitution d'un marché unique européen tel qu'il est mentionné dans le Traité de Rome. La construction d'un tel marché nécessite une ouverture des marchés nationaux et donc une réforme des systèmes de régulation. La Commission Européenne a adopté une approche prudente de libéralisation contrôlée comme cela est préconisé par la nouvelle économie publique. L'un des principaux défis de la construction du marché unique est sûrement la libéralisation du secteur de l'énergie qui vise à rendre équitables les conditions d'accès à l'énergie en Europe. De plus, dans un contexte de hausse des prix de l'énergie faisant peser de fortes inquiétudes sur la sécurité énergétique européenne des prochaines décennies, les pays européens ont intérêt à s'unir pour défendre leurs intérêts énergétiques qui sont de plus en plus menacés. La mise en place d'une politique énergétique européenne passe par la libéralisation des industries nationales et leur intégration régionale. En effet, l'émergence d'un marché unique homogène devrait faire converger les intérêts nationaux. Les questions de sécurité énergétique constituent donc également un facteur de remise en cause du modèle traditionnel d'organisation des industries énergétiques.

Notre approche générale sera celle décrite dans l'Economie Publique Institutionnelle. Le point de départ de notre réflexion est le suivant : si les coûts de transaction de la réglementation justifiaient par le passé le recours à la régulation, dans le contexte énergétique et économique actuel cela n'est peut être plus le cas sur l'ensemble des filières des industries énergétiques. Avant d'entamer cette réflexion, nous devons nous interroger sur le nouveau rôle que doivent jouer les industries énergétiques au sein des économies nationales, sur les nouvelles missions qu'elles devront remplir dans les prochaines décennies, et enfin sur les futurs objectifs qu'elles devront atteindre. Une fois que nous nous serons assuré que le rôle, les missions et les objectifs des industries électriques et gazières européennes sont en adéquation avec les défis posés par le nouveau contexte énergétique et économique mondial, nous pourrons voir quelles sont les filières de ces industries dont la libéralisation est opportune et les filières qui, au contraire, doivent rester sous le contrôle de la régulation. A l'instar de l'école de la Nouvelle Economie Publique, nous reconnaissons à la fois les imperfections de marché et les

insuffisances de la régulation. Cependant, nous pensons qu'un système dual intelligemment conçu, où le marché et la régulation agiraient comme des contre-pouvoirs, devrait permettre de corriger les imperfections du marché et de renforcer l'efficacité de la régulation. Les autorités de régulation pourraient donc avoir le pouvoir de discipliner mutuellement les firmes agissant sur le marché libre et les firmes régulées. La régulation servant de détonateur et le marché servant de catalyseur, la mise en œuvre d'une politique énergétique efficace pourrait être facilitée par un tel système dual.

1.4.3. Cadre d'étude théorique

Nous inscrirons l'essentiel de notre réflexion dans le cadre général de la théorie classique avec des agents faisant tendre le marché vers un équilibre de prix résultant de la rencontre de l'offre et de la demande. Bien que nous reconnaissons les mérites des mécanismes de marché en terme d'incitation à l'investissement et à l'innovation, ceux-ci peuvent faire l'objet de certains dysfonctionnements dans des cas particuliers. La rationalité des agents est limitée. L'information qui circule sur les marchés et qui est notamment traduite dans les prix n'est ni parfaite ni complète. Les agents peuvent désirer maximiser autre chose que les profits. Bref, les marchés ne sont pas parfaits. Nous sommes de ce fait en opposition avec la théorie néoclassique dont le dogme est celui du marché parfait et autorégulateur. Notre approche générale sera donc celle de l'économie publique institutionnelle que nous avons décrite plus haut. Elle trouve ses fondements théoriques dans la Nouvelle Economie Institutionnelle dont la théorie des coûts de transaction est le pilier. Afin de compléter la présentation du cadre théorique de notre approche, nous expliquerons brièvement plus bas la théorie des coûts de transaction et nous préciserons son cadre d'application selon les principes de la nouvelle économie institutionnelle.

La théorie des coûts de transaction trouve son origine dans un article de Ronald Coase de 1937 : "The Nature of the Firm". Par la suite, elle fut développée par Oliver Williamson dans ses travaux de 1975 "Markets and Hierarchies" et de 1985 "The Economic Institutions of Capitalism". La firme n'est plus considérée comme une entité dont il faut étudier le comportement, mais comme un marché, une institution au sein de laquelle ont lieu des transactions entre individus. Dans son article de 1937, R. Coase fait la réflexion suivante : si le mécanisme des prix permet une allocation efficace des ressources, alors pourquoi aurions

nous besoin des firmes pour planifier cette allocation des ressources ? Il suggère donc que la principale raison d'être des firmes réside dans le fait que l'utilisation des mécanismes de prix du marché à un coût : coûts de recherche d'une contrepartie, d'information, de découverte des prix, de négociation, et de conclusion et de suivis des contrats. La firme permettrait de donc réaliser en interne certaines transactions à un coût moindre que celui du marché, notamment en organisant les transactions et les relations entre ses différents employés. En approfondissant la pensée de Coase, comme le feront Arrow (1969) et Williamson, nous pouvons aller jusqu'à dire que la firme ne permet pas seulement de réduire certains coûts de transaction, mais qu'elle permet également de réduire les problèmes d'agence et d'asymétrie d'information inhérents à toute transaction. La principale critique formulée à l'encontre de Coase est qu'il ne reconnaît pas la gestion du processus de production et de distribution comme étant une caractéristique centrale de la firme. Une firme ne peut pas être expliquée exclusivement par le fait qu'elle se substitue à un marché. En effet, un marché ne produit pas, mais il relie la production à la consommation. Il lui est donc reproché de considérer la firme et le marché comme deux institutions ou modes alternatifs de coordination de la production. De sévères critiques ont également été adressées par Alchian et Demsetz (1972) qualifiant l'analyse de Coase de tautologique, et par Fisher (1977) considérant que son analyse manquait d'une structure théorique rigoureuse. Parmi les autres précurseurs de la théorie des coûts de transaction tel qu'elle a été formulée par O. Williamson, on trouve deux autres Prix Nobel. Arrow (1969) a été le premier auteur à utiliser le terme de "coûts de transaction". Il concevait les coûts de transaction comme un concept large englobant les imperfections du marché. Ces coûts de transaction selon lui peuvent donc être un facteur limitant ou bloquant la formation des marchés. Le second précurseur est Herbert Simon (1972, 1982) dont les travaux sur la rationalité limitée constituent un élément fondamental de la théorie de Williamson.

La théorie des coûts de transaction actuelle est largement basée sur les travaux de Williamson (1975 et 1985) qui aura réussi à lui donner une structure théorique solide. Williamson reste sur le même principe de base stipulant que les firmes sont des institutions économiques dont la raison d'être est d'économiser certains coûts de transaction. A l'instar d'Arrow, il définit les coûts de transaction comme étant des frictions (au sens physique) du marché ; c'est-à-dire des imperfections du marché. L'un des grands mérites de Williamson est d'avoir identifié les différents facteurs qui seraient responsables de l'existence de coûts de transaction. Il s'agit de la rationalité limitée des agents, de leur opportunisme, et de la spécificité des actifs.

L'opportunisme³⁸ est défini par Williamson comme étant la recherche “rusée” d'un intérêt personnel. La spécificité des actifs fait référence à la durée pour laquelle un actif est engagé dans une transaction, ou à la valeur de revente de l'actif. La qualité de la transaction peut être appréhendée à travers trois facteurs : la spécificité des actifs, l'incertitude et la fréquence des transactions.

Dans le cas d'une rationalité “complète” des agents, il serait dans la possibilité d'élaborer sans coûts des contrats “complets”, c'est à dire complètement spécifiés ex-ante. Cela favoriserait donc les contrats portant sur le long terme dans la mesure où l'incertitude serait réduite. En l'absence d'opportunisme, toutes les insuffisances des contrats dus à la rationalité limitée des agents ne seraient être un problème car aucune des parties contractantes ne tenterait d'en tirer un quelconque avantage. Cela favoriserait les contrats portant sur le court terme et intervenant de manière séquentielle. Et enfin, lorsque les actifs ne sont nullement spécifiques, il n'y aurait aucun besoin de relations économiques continues entre les contractants car les actifs pourraient être revendus facilement sur le marché. Le marché serait alors pleinement contestable. Le tableau ci-après nous permet de situer différentes théories économiques selon les deux premiers facteurs que nous avons cités.

Tableau 1.13 : différentes théories économiques selon deux critères que sont la rationalité des agents et leur opportunisme.				
<i>Tiré de “A course in microeconomic theory” David Kreps, 1990, page 747.</i>		<i>Orientation des agents</i>		
		<i>Utopiste</i>	<i>Agent maximisant son propre profit.</i>	<i>Opportuniste</i>
<i>Degré de Rationalité</i>	<i>Comportemental</i>	Méthodes évolutionnistes		
	<i>Limité</i>	Team Theory (Tous les individus ont la même fonction d'utilité)	Equilibre Temporaire	<i>Economie des coûts de transaction</i>
	<i>Complet</i>		Equilibre général	Economie de l'information

Dans les industries électriques et gazières, l'actif peut être considéré généralement comme très spécifiques car il est difficile de revendre l'électricité ou le gaz une fois qu'il a été livré. Nous avons vu plus haut que les agents ont une rationalité limitée. Cette hypothèse nous semble d'autant plus vraie que les agents économiques doivent avoir des anticipations à plus ou moins long terme. Concernant la troisième caractéristique, les agents sont de nature opportuniste. Cependant, comme nous le verrons dans la troisième section du troisième

³⁸ “Opportunism refers to the incomplete or distorted disclosure of information, especially to calculated efforts to mislead, distort, disguise, obfuscate or otherwise confuse. It is responsible for real or contrived conditions of information asymmetry, which vastly complicate problems of economic organization” (Williamson, 1985)

chapitre, la manifestation de cet opportunisme dépend du cadre institutionnel et de la nature de la transaction. Le cadre de la nouvelle économie institutionnelle constitue donc un cadre approprié à l'étude de la libéralisation des industries électriques et gazières.

L'économie publique institutionnelle est en fait la transposition de la théorie des coûts de transaction à l'économie publique. Selon cette théorie, la régulation possède ses propres coûts de transaction qui doivent, pour qu'elle soit justifiée, être inférieurs à ceux du marché. A l'instar de Arrow (1969), nous concevons les coûts de transaction comme un concept large englobant les imperfections du marché ou donc celles de la régulation. Le modèle de régulation le plus efficient est celui qui a les coûts de transaction les plus faibles. Notre réflexion consistera à dessiner les contours d'un tel système de régulation en séparant les activités pour lesquelles le marché aurait les coûts de transaction les plus faibles des activités où il existerait un système de la régulation avec des coûts de transaction plus faibles que ceux du marché. En d'autres termes la régulation doit permettre de rétablir, dans la mesure du possible, l'efficacité du marché là où il existe des imperfections de marché le rendant inefficent.

Afin de mieux comprendre les stratégies des firmes énergétiques européennes, nous avons réalisé deux modèles se basant sur des théories différentes. Le premier s'inspire de la théorie de la dominance économique de Lantner (1974) s'inspirant elle-même de la théorie des graphes et des travaux de Leontief (1936) sur les applications économiques de l'analyse input/output. Il nous a semblé que ce cadre théorique offrait une perspective particulièrement intéressante pour l'étude des stratégies de fusion et acquisition des firmes européennes. En effet, ces firmes européennes ne pouvaient exercer d'activité que sur leur marché national, mais entretenaient néanmoins des relations commerciales avec les autres firmes européennes. L'ouverture des marchés européens a créé des opportunités de création de valeur à travers l'internalisation de certaines relations client/fournisseur. Nous avons donc voulu connaître la logique qui se cachait derrière les stratégies de fusion et acquisition des firmes européennes afin de mieux comprendre la dynamique de la restructuration du marché européen de l'énergie et de mieux en saisir les enjeux. Le second modèle est un modèle d'investissement basé sur la théorie des options réelles. Bien que d'essence néoclassique, nous avons utilisé les options réelles afin de montrer l'impact de la dynamique des prix sur les stratégies d'investissement des firmes. Nous avons pu constater que la forte volatilité des prix de l'électricité sur les marchés spot avait un effet plutôt négatif sur les investissements de pointe en augmentant

leurs exigences de rentabilité. Lorsque l'offre est rigide, comme cela est le cas dans les industries énergétiques, le mécanisme des prix du marché incite plus à la maîtrise de la demande qu'à l'investissement.

1.4.4. Objectifs et méthodologie.

Le principal objectif de notre réflexion est de montrer qu'une réforme institutionnelle de fond des industries électriques et gazières européenne est nécessaire afin de permettre aux économies européennes de mieux gérer la transition énergétique de ces prochaines décennies. En effet, face à l'épuisement progressif des ressources énergétique non renouvelables, il est nécessaire de rendre plus compétitif le secteur de l'énergie en améliorant l'accès aux ressources énergétiques et de mieux maîtriser la demande énergétique grâce à l'innovation technologique. L'amélioration de la sécurité énergétique européenne nécessite des actions devant être dirigées aussi bien vers l'offre que vers la demande énergétique intérieure. Ainsi, les propositions que nous ferons contribueront au renforcement de la sécurité énergétique européenne.

Dans un premier temps, nous nous proposons donc d'analyser l'impact de la libéralisation sur la structure des marchés européens des industries électriques et gazières. Nous verrons dans ce second chapitre que l'ouverture des marchés a provoqué une vague de fusions et acquisitions qui devrait permettre l'émergence d'un oligopole européen de l'énergie et une intégration des industries gazières et électriques. Les firmes qui auront réussi à faire partie de cet oligopole européen auront renforcé leur compétitivité au niveau international. Ainsi renforcées, elles pourront mieux négocier leurs approvisionnements énergétiques et renforcer leurs capacités d'investissement dans les équipements et dans la R&D. Notre objectif est de mieux comprendre la logique suivie par ces fusions et acquisitions et de montrer que l'une des finalités de ce processus de restructuration des industries électriques et gazières est d'améliorer les conditions d'approvisionnement énergétique, et d'améliorer la flexibilité de l'offre énergétique grâce au développement des interconnexions entre réseaux nationaux, ou encore grâce à l'intégration des offres énergétiques. Pour modéliser les stratégies de fusion et acquisition des firmes énergétiques, nous utiliserons la théorie de la dominance économique développée par Roland Lantner (1974).

Dans un second temps, au quatrième chapitre, nous proposerons un modèle institutionnel favorisant une gestion optimale de l'offre et de la demande tenant compte des incertitudes réelles existant sur les approvisionnements énergétiques et sur la croissance économique. Notre objectif est de montrer que dans l'industrie électrique, les investissements de base et les investissements de pointe s'opposent sur la plupart de leurs caractéristiques. Du fait de leurs différences majeures, il est très difficile d'optimiser simultanément ces deux types d'investissement au sein d'un même cadre institutionnel. Nous souhaitons montrer qu'un environnement institutionnel mixte, permettant d'offrir un cadre favorable pour chacun de ces deux types d'investissement, est possible. Cela devrait permettre de mener une politique de l'offre destinée à minimiser les coûts de production pour l'électricité de base et une politique de maîtrise de la demande de pointe grâce au mécanisme des prix. Nous commencerons par rappeler dans la littérature économique les critiques vis-à-vis de la régulation des monopoles publics. Puis, nous verrons les critiques vis-à-vis de la libre concurrence sur les marchés libéralisés. Nous présenterons ensuite les principales différences entre les investissements de base et les investissements de pointe. Nous utiliserons un modèle d'option réelle pour montrer que les firmes aboutissent à des stratégies d'investissement très différentes selon le type d'investissement. Et nous finirons par présenter nos propositions pour une meilleure gestion de l'offre et de la demande électrique. La dernière section de ce chapitre sera consacrée à l'industrie gazière. Notre objectif est de montrer la nécessité de libéraliser le marché intérieur afin qu'il puisse converger avec la partie de l'industrie électrique libéralisée, mais qu'un monopole d'importation et de transport devrait être constitué afin de renforcer la sécurité énergétique vis-à-vis des pays exportateurs de gaz.

Chapitre 2 – La restructuration du secteur de l'énergie par les forces du marché.

2. La restructuration du secteur de l'énergie par les forces du marché.

Le nouveau contexte énergétique et économique que nous avons décrit au chapitre précédent nécessite une réorganisation du secteur de l'énergie en Europe et une restructuration en profondeur des industries qui le composent. L'un des enjeux majeur de cette réorganisation industrielle est la compétitivité future des économies des pays européens. Jusqu'à présent le monde a bénéficié d'une énergie toujours plus abondante pour alimenter sa croissance économique. Aujourd'hui, le monde se prépare à rentrer dans une période de déclin énergétique, c'est-à-dire une période où, en l'absence d'innovation technologique majeur, les quantités d'énergie disponible diminueront irrémédiablement d'année en année. Au-delà du secteur énergétique, c'est l'ensemble du tissu industriel qui doit être réorganisé afin de prendre en considération ces nouvelles contraintes énergétiques. Le principal objectif à atteindre pour réussir à préserver la compétitivité des pays européens est la rationalisation de l'offre et de la demande énergétique. L'innovation est le principal facteur de rationalisation de la demande énergétique. En effet, les innovations technologiques sont le seul moyen de maintenir la compétitivité tout en réduisant la demande énergétique. La rationalisation de l'offre, quant à elle, devrait passer par une amélioration des conditions d'approvisionnement en énergie primaire, par une meilleure gestion des firmes énergétiques et de leurs outils de production, et enfin par une meilleure allocation des ressources énergétiques. La constitution de grands groupes énergétiques européens répond parfaitement à ces besoins de rationalisation. En effet, en accord avec la vision schumpetérienne de l'innovation, nous pensons que la constitution de grandes firmes devrait accélérer l'émergence des innovations technologiques qui devront remplacer les anciennes technologies pour maintenir la compétitivité des firmes européennes et la future croissance économique. Ce processus de libéralisation devrait donc donner naissance à un phénomène de fusions et acquisitions qui devrait aboutir à la création de marchés énergétiques régionaux en Europe et à la constitution d'un oligopole européen dans les industries électriques et gazières. Les autorités européennes de régulation devront veiller à la préservation de la concurrence sur les marchés locaux et régionaux, mais également veiller au renforcement de l'indépendance énergétique européenne. L'objet de ce chapitre est de montrer comment les forces de marché devraient restructurer le secteur de l'énergie en Europe. Nous verrons également que cette restructuration des industries électriques et gazières devrait permettre de renforcer la sécurité

énergétique et également offrir un cadre concurrentiel propice à l'innovation. Le premier paragraphe sera consacré à une présentation détaillée du phénomène des fusions et acquisitions et des théories qui lui sont rattachées. Cela nous permettra au lecteur de mieux situer notre approche des fusions et acquisitions par rapport aux théories existantes. Le second paragraphe présentera le modèle de dominance économique que nous utiliserons pour expliquer les fusions et acquisitions. Et enfin, le troisième paragraphe consistera en une application empirique du modèle de dominance économique aux fusions et acquisitions dans le secteur énergétique en Europe.

2.1. Les Fusions Acquisitions dans la littérature économique.

Les fusions acquisitions sont un des nombreux mécanismes de restructuration du marché. Il existe un large éventail de théories sur les fusions acquisitions. Certaines de ces théories prennent la firme comme unité de réflexion alors que d'autres se focalisent sur l'individu. Dans la grande majorité de ces théories, les choix des acteurs sont supposés rationnels. Selon que l'on profite ou que l'on redoute une opération de fusion acquisition, les acteurs du marché mettent en avant les théories basées sur l'efficacité économique ou celles basées sur le renforcement du pouvoir de marché. Le rôle du régulateur est justement de veiller au bien-être social et de s'assurer qu'une opération de fusion acquisition n'aboutisse pas à une situation de pouvoir de marché qui altérerait la libre concurrence et les mécanismes de marché qui en découlent. Quelles qu'en soient les raisons, les opérations de fusion et acquisition modifient la structure d'un marché et en modifient le jeu concurrentiel. Elles sont par conséquent très surveillées par les autorités de régulation qui ont en charge la mise en œuvre et l'application de la politique de la concurrence. Après un bref rappel des différentes théories concernant les fusions acquisitions, nous développerons dans une seconde sous-section un modèle de fusions acquisitions que nous confronterons dans la troisième sous-section à des faits empiriques.

2.1.1. Les différents types de fusion acquisition.

Pour assurer son développement et sa croissance, une firme peut avoir recours à deux types de stratégies : la croissance interne et la croissance externe. Une firme privilégie la croissance

interne lorsqu'elle s'appuie sur ses propres ressources pour assurer son développement. La croissance externe passe, quant à elle, par la prise de contrôle totale ou partielle d'une entreprise. Cette prise de contrôle peut se faire par le transfert d'actifs comme c'est le cas des fusions, des fusion-absorptions ou encore des cessions partielles d'actifs ou par l'acquisition de participations financières. Il existe trois types de fusions et acquisitions (F&A) qui se distinguent par leur logique économique. Les F&A horizontales concernent des firmes dont les activités de production se situent au même niveau dans le processus de transformation industrielle. Dans le secteur de l'énergie, la fusion entre Totalfina et Elf (2000) en est un bon exemple. Les fusions verticales concernent des firmes situées à différentes étapes du processus de transformation industrielle. Elles internalisent en fait une relation client-fournisseur. Le secteur de l'énergie a souvent été intégré verticalement. Les compagnies pétrolières par exemple (mais c'est également le cas de l'industrie électrique ou l'industrie gazière) sont généralement présentes sur l'ensemble des activités de leur filière qui sont l'exploration, la production, le transport, le raffinage et la distribution des produits pétroliers. L'industrie gazière se situant en amont de l'industrie électrique, certaines fusions entre des compagnies de gaz et des compagnies électriques sont souvent des fusions verticales. Et enfin, les fusions conglomerates concernent des firmes appartenant à des secteurs d'activité différents. Elles sont généralement le résultat de stratégies de diversification. Cette stratégie est peu utilisée dans le secteur de l'énergie où les firmes préfèrent rester concentrées autour de leur corps de métier. Par contre, la libéralisation du secteur de l'énergie et les récentes inquiétudes vis-à-vis d'une crise énergétique à l'échelle mondiale pousse de plus en plus les firmes à se diversifier au sein même du secteur de l'énergie.

2.1.2. Aspects macroéconomiques.

Les fusions acquisitions ont de longue date suscité l'intérêt des économistes et la préoccupation des autorités publiques. Au niveau macroéconomique, l'un des phénomènes les plus étudiés est celui des vagues de fusions acquisitions. De nombreux travaux de recherche se sont attachés à valider ou à invalider la théorie selon laquelle les fusions et acquisitions se déclencheraient par vagues. A travers cette question, on recherche en fait les déterminants macroéconomiques favorisant l'émergence d'une vague de fusions acquisitions. Au cours du siècle dernier, cinq vagues de fusions et acquisitions peuvent être identifiées aux Etats-Unis et en Europe. Elles semblent toutes avoir été caractérisées par des logiques économiques

différentes propres à leur contexte historique. Il est par conséquent difficile d'émettre des conclusions générales sur la question.

La première vague de fusions et acquisitions (F&A) de l'histoire économique moderne s'est déroulée aux Etats-Unis, période de prospérité économique entre deux récessions 1883 et 1904. Les fusions étaient alors principalement horizontales et ont impliqué de nombreuses entreprises (Scherer et Ross, 1990). Nelson (1959) note que durant cette période sur les 3000 opérations de F&A 75% concernent au moins cinq firmes. Stigler (1950) note que sur 92 des plus grosses opérations de F&A, 78 permettent à une entreprise de contrôler plus de la moitié du marché domestique américain. Il en conclut que la principale motivation de ces F&A est de se constituer un pouvoir de marché. A l'issue de cette période, les industries se sont fortement concentrées : 318 entreprises contrôlent alors 40% de l'ensemble des actifs industriels des Etats-Unis (Eichner, 1960, cité par Glais, 1992). La seconde vague de F&A a lieu aux Etats-Unis et en Grande-Bretagne entre 1916 et 1929. Après le renforcement des dispositifs anti-trusts visant à interdire les F&A permettant une augmentation du pouvoir de monopole (clayton act de 1914), les entreprises ont eu le souci de préserver leur position au sein de marchés oligopolistiques. Elles utiliseront à cet effet la croissance interne et la croissance externe (F&A) pour étendre leur gamme de produits, acquérir de nouveaux marchés (horizontal mergers) ou mieux contrôler le processus de production (Vertical mergers) (Coutinet et Sagot-Duvaurox, 2003). Cette seconde vague prit fin avec la crise économique de 1929. La troisième vague a lieu durant les années soixante aux Etats-Unis où les F&A sont plutôt conglomerates et en Europe où elles sont plutôt horizontales. Aux Etats-Unis, le Celler-Kefauver Act 1950 permettant aux autorités publiques d'interdire les fusions et acquisitions qui accroissent la concentration d'un marché et poussent les firmes privilégiant la croissance externe à opter pour des stratégies de fusions conglomerates. Cette stratégie correspond également à un besoin de diversification des risques et de stabilisation des revenus. En Europe, c'est la création du marché commun européen qui pousse les firmes à des fusions horizontales afin d'acquérir une taille à la mesure de ce nouveau marché. Comme précédemment, cette troisième vague de fusions et acquisitions s'effectue durant une période de forte croissance économique et prend fin subitement avec le premier choc pétrolier de 1973. La quatrième vague de fusions et acquisitions attendra le début des politiques de déréglementation et de libéralisation des économies occidentales dans les années 80. Grâce à l'essor de l'informatique et ce qui sera plus tard dans les années 90 les Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication (NTIC), les marchés financiers se

modernisent et accompagnent la financiarisation des économies. A la libéralisation et la financiarisation des économies occidentales vient se rajouter dans la seconde moitié de la décennie une conjoncture économique particulièrement favorable avec une énergie bon marché. Ces trois facteurs expliquent donc cette quatrième vague de fusions et acquisitions dont l'une des caractéristiques est la forte augmentation, surtout aux Etats-Unis, des fusions et acquisitions hostiles. L'émergence de nouveaux acteurs financiers tels que les fonds d'investissements et de nouveaux types de marchés tels que les marchés dérivés ou les marchés pour les dettes risquées (junk bonds), pousse les firmes à opter plus pour des stratégies financières de court terme que pour des stratégies économiques de long terme. Cette vague prend fin avec l'essoufflement de la croissance économique et la guerre du Golfe. Et enfin, la cinquième vague de fusions et acquisitions, celles des années 90, s'inscrit dans la continuation de la précédente avec néanmoins deux nouveaux facteurs d'importance : l'accélération de la mondialisation des échanges et la révolution technologique impulsée par les NTIC. L'accélération de la mondialisation des échanges repose principalement sur la globalisation du Capital qui s'est accompagné par la constitution d'un système financier international déréglementé et l'intégration des différents systèmes financiers qui le constituent. Avec la libéralisation des économies nationales, de plus en plus de fusions et acquisitions concernent des compagnies de nationalités différentes. De même, le développement des Investissements Directs à l'Etranger (IDE) est un signe révélateur de cette plus grande mobilité du capital. Par ailleurs, en plus d'être une révolution technologique, les NTIC ont suscité une révolution managériale qui a affecté tous les secteurs de l'économie. Elles ont souvent mené les firmes à repenser leur organisation, leurs structures, et finalement leur métier. Les NTIC ont donc été une source majeur de fusions et acquisitions en stimulant la croissance économique et en incitant les firmes à se restructurer. Cette croissance économique sera facilitée par des prix de l'énergie qui resteront assez bas jusqu'à la fin de la décennie. Cette cinquième vague prendra fin au cours de l'année 2001 avec le dégonflement de la bulle spéculative sur les valeurs de la « nouvelle économie ». Les opérations passent de 3311 milliards de dollars en 2000 à 1878 milliards de dollars en 2001, puis à 1400 milliards de dollars en 2002 (Coutinet & Sagot-Duvaurox, 2003), les principaux secteurs touchés étant ceux des NTIC.

A partir de l'analyse de ces différentes vagues de fusions et acquisitions, nous pouvons identifier plusieurs facteurs macroéconomiques stimulant ou favorisant ces opérations de fusions et d'acquisitions. Le premier facteur est la croissance économique. Nous pouvons

remarquer que chacune des vagues que nous venons de présenter coïncide avec une période de forte croissance économique. L'une des raisons de ce phénomène est financière : la croissance économique est synonyme de forte rentabilité économique des firmes et de forte activité sur les marchés financiers car elles ont alors les moyens de stratégie de croissance. Nous pouvons noter que les firmes de pays disposant d'un système financier performant sont les plus réactives aux conjonctures économiques. Les marchés financiers fonctionnent aussi comme un catalyseur facilitant les opérations fusions et acquisitions. Sans nous étendre sur la question, nous isolerons cependant deux déterminants de la croissance économique : les prix de l'énergie et l'innovation. La corrélation qui existe entre les prix de l'énergie et la croissance économique peut être positive ou négative : toutes choses égales par ailleurs, lorsque les prix de l'énergie augmentent, l'augmentation des coûts de production ralentit la croissance économique (corrélation négative). Alors qu'à l'inverse, lorsque la croissance économique ralentit, la diminution de la demande fait baisser les prix de l'énergie (corrélation positive). De manière générale, une énergie pas chère a plutôt tendance à favoriser la croissance économique. A l'instar de Schumpeter, nous constatons également que les périodes de forte croissance économique coïncident avec des périodes riches en innovations technologiques. Ces sauts technologiques libèrent des espaces de compétitivité qui sont sources de profit pour les firmes. Ces grappes technologiques décrites par Schumpeter sont en elles-mêmes un second facteur favorisant les opérations de fusions et acquisitions (F&A), en ce sens qu'elles sont une incitation directe à la restructuration. Les vagues de F&A privilégient donc les secteurs les plus touchés par ces innovations technologiques. Pour Gort (1969), ces périodes de forts changements technologiques sont à l'origine d'une forte activité spéculative sur les marchés financiers qui génère une asymétrie de l'information sur la valeur réelle des firmes. Les vagues de F&A seraient donc en partie la conséquence de l'exploitation d'informations privilégiées ("Valuation Theory"). Et enfin, le troisième facteur que nous avons identifié est l'évolution de la réglementation et de la législation. Que ce soit avec les différentes lois anti-trust (Sherman Act, Clayton Act, Celler-Kevauver Act) ou avec les politiques de déréglementation et de libéralisation des années 80 et 90, les politiques publiques ont une influence déterminante sur les stratégies de F&A. Elles modifient en fait quantitativement et/ou qualitativement l'ensemble des stratégies viables des entreprises. Elles peuvent par conséquent soit accélérer soit ralentir la fréquence des F&A selon que ces politiques publiques libèrent des espaces de compétitivité ou au contraire les restreignent. Certains pays offrent un cadre institutionnel plus propice que d'autres aux F&A. Le modèle de gouvernance économique doit donc également être pris en considération pour des études

comparatives entre pays. Nous avons récapitulé dans le tableau synthétique ci-après les différentes vagues de F&A selon les différents facteurs que nous avons identifiés.

Tableau 2.1 : les différentes vagues de F&A						
Vague de F&A	Lieux	Type de F&A	Croissance économique	Innovations technologiques	Réglementation et Législation	Prix de l'énergie
1883 – 1904	USA	Horizontale	Seconde révolution industrielle.	Train – Télégraphe	Sherman Act (1890)	Bas aux USA
1916 – 1929	USA	Verticale	Les années folles	Route, Automobiles, camion – Radio	Clayton Act (1914)	Bas aux USA
60's	USA - EU	Conglomérale (USA) Horizontale (EU)	Les 30 Glorieuses	Aviation Civile – Télévision – Téléphone	Celler-Kevauver Act (1950) Traité de Rome (1957)	Bas jusqu'au 1 ^{er} choc pétrolier.
80's	USA - EU			Informatique - électronique	Déréglementation (USA avec Reagan, et UK avec Thatcher)	Bon marché à partir de 1985 jusqu'à la guerre du Golf
90's	Monde Industrialisé	Horizontale (intra et inter nationale) Conglomérale (diversification du risque)	« La nouvelle économie »	NTIC	- Poursuite du processus de Libéralisation et déréglementation des économies nationales - Création de l'OMC (1995) – renforcement du processus de globalisation	Bon marché jusqu'en 1999.

2.1.3. Les différentes théories microéconomiques.

Nous tenterons dans ce paragraphe de donner un bref panorama des différentes théories microéconomiques concernant les fusions et acquisitions. Nous pouvons diviser ces théories en deux groupes : celles qui rejettent l'hypothèse de la rationalité des agents économiques et celles qui la cautionnent. Dans ce dernier groupe, nous pouvons également faire la distinction entre celles qui prennent pour unité d'analyse la firme et celles qui prennent pour unité d'analyse l'individu.

La théorie des coûts de transaction trouve son origine dans un article de 1937 de R. Coase, mais c'est O. Williamson (1975 et 1985) qui en consolide la structure. Son principe de base

présente la firme comme une institution économique dont la raison d'être est d'économiser certains coûts de transaction. La définition du périmètre optimal de la firme est au cœur de la réflexion proposée par Williamson sur la nature de la firme. Les agents économiques sont supposés être opportunistes c'est-à-dire qu'ils recherchent leur intérêt personnel et avoir une rationalité limitée. Ils étudient l'opportunité d'internaliser les coûts de transaction au sein de la firme. Ces coûts de transaction dépendent du degré de spécificité des actifs faisant l'objet de la transaction, du degré d'incertitude et de la fréquence de la transaction. Ainsi, ils sont élevés lorsque les agents ont une rationalité limitée et sont opportunistes et que les transactions sont récurrentes et ont lieu dans un environnement incertain. L'intégration verticale constitue dans ce cas là un moyen privilégié de minimiser les coûts de transaction. Les fusions et acquisitions constituent donc un moyen rapide de redéfinir le périmètre optimal de la firme censée minimiser ses coûts de transaction. Cette approche offre une solide structure théorique pour l'étude des fusions acquisitions, mais reste difficile à vérifier empiriquement car la notion de coût de transaction est assez vague et donc difficile à évaluer.

La théorie du processus, "process theory", considère la prise de décision non pas comme un choix rationnel, mais au contraire comme un processus caractérisé entre autres par la rationalité limitée des individus (Simon, 1972) renforcée par le caractère incomplet et imparfait de l'information (Duhaime et Schwenk, 1985), par les routines inhérentes à tout type d'organisation (paradigme du processus organisationnel d'Allison (1971) et théorie comportementale de la firme de Cyert et March (1963)), et par des considérations politiques opposant des rapports de force et des intérêts (Allison, 1971) et (Pettigrew, 1977). Selon Nelson et Winter (1982), les fusions et acquisitions seraient donc la résultante d'un processus évolutionniste qui consisterait pour les firmes à renforcer son avantage concurrentiel autour de leur compétence principale et à élargir l'ensemble de leurs compétences secondaires. Par ailleurs, les investissements et les routines contraignent les choix futurs d'une entreprise qui tentera par ses choix stratégiques de remettre en cause cette contrainte de sentier sans altérer l'efficacité de ses routines (Dosi et al, 1990). Ces choix stratégiques prennent souvent la forme d'une redéfinition du périmètre de la firme. Cependant cette théorie – "process theory" – reste assez vague et ambiguë, et les preuves empiriques restent assez rares.

Parmi les travaux remettant en cause la rationalité des agents, nous pourrions également évoquer des travaux de Roll (1986) sur les implications de l'optimisme des managers dont les espérances sont systématiquement biaisées à la hausse. Il existe également certaines études de

cas comme celle de Gaddis (1987) sur l'importance du facteur politique, celle de Sales et Mirvis (1984) sur la perception des différences culturelles, ou encore celles de Song (1982) et Walsh (1988) sur le profil des cadres dirigeants des firmes en question. Une majorité de ces études ont conclu que les fusions acquisitions ne résultaient pas d'une décision rationnelle.

Présentons à présent les théories dont l'hypothèse fondamentale est que l'individu (ou l'agent économique) maximise sa propre utilité. Selon ces théories, les décisions de fusions et acquisitions résulteraient donc d'un choix rationnel. Si nous ne sommes pas dupes concernant la rationalité supposée des agents, nous ne doutons pas également de leur volonté de rationaliser leur décision afin de se rassurer sur leur choix et de faire accepter cette décision par l'ensemble des acteurs impliqués. La rationalisation des décisions, bien qu'imparfaite, est une manière de susciter un consensus autour d'une décision collective. Elle se base sur un principe fondamental de l'école néoclassique: l'individu maximise sa propre utilité. Les théories microéconomiques concernant les fusions et acquisitions qui se basent sur ce principe peuvent être divisées en deux. Celles qui prennent la firme comme unité d'analyse sont les plus populaires : il s'agit de la théorie de l'efficacité économique et de la théorie de monopole. Nous présenterons ensuite brièvement deux autres théories qui prennent l'individu comme unité d'analyse.

La théorie la plus populaire est celle de l'efficacité économique : les firmes s'engageraient dans des opérations de fusion et acquisition (F&A) pour tendre vers une meilleure efficacité économique qui résulterait de l'exploitation de synergies entre elles. Cette théorie se base sur un axiome cher à l'école néoclassique : celui de l'efficacité des marchés. Cette vision est renforcée par le fait que les initiateurs de fusions et acquisitions justifient souvent leur action par la présence de synergie (Friedman et Gibson, 1988 ; Maremont et Mitchell, 1988 ; Porter, 1987 ; Lubatkin, 1983). Il existe trois types de synergies :

- *Les synergies financières* devraient réduire le coût du capital des firmes en réduisant le risque systématique par diversification du portefeuille d'investissement de la compagnie, ou en améliorant l'allocation du capital grâce à une meilleure information, ou encore en augmentant la taille de la firme ce qui faciliterait l'accès aux marchés des capitaux. Seul ce dernier cas semble réellement exister sur les marchés de capitaux (Scherer et al., 1975). En effet, Rumelt (1986) et Montgomery et Singh (1984) ont montré qu'il n'existait aucune preuve attestant de la validité des deux premiers cas. De plus, l'idée de synergies

financières est en contradiction avec le principe d'efficacité des marchés de capitaux sur lequel se base cette théorie de l'efficacité économique des fusions et acquisitions.

- *Les synergies opérationnelles* sont les plus évoquées pour convaincre de la viabilité économique de la future entité. Elles reposent généralement sur le partage des ressources d'exploitation. Ils existe quatre différentes sources de synergies qui peuvent agir simultanément ou pas.
 - Les économies de dimension constituent la plus évidente des sources de synergie. Elles regroupent l'ensemble des facteurs permettant de diminuer les coûts moyens de production à la suite d'une augmentation de la taille de l'entreprise. Elles comprennent des économies d'échelles et/ou des économies de gamme (Baumol et al., 1982). On parle d'économies d'échelle lorsqu'une augmentation du volume de production permet à une firme de diminuer le coût moyen. Elles sont généralement liées à l'existence de frais fixes importants. La réalisation de ces économies d'échelle par la croissance externe plutôt que par l'investissement permet une croissance rapide sans avoir à lutter pour des parts de marché nouvelles et sans risquer de perturber l'équilibre général entre l'offre et la demande. Pour les secteurs en début de cycle de vie, les fusions et acquisitions sont un moyen d'atteindre leur taille optimale rapidement (Derhy, 1999). Les économies de gamme existent quant à elles lorsqu'une seule firme produit à moindre coût, par rapport à plusieurs firmes séparées, des quantités données d'au moins deux biens. Il s'agit généralement de mettre en commun une partie des facteurs de production pour la production de biens différents.
 - La pénétration de marchés étrangers est une seconde source de synergie. Une firme peut ainsi mieux arbitrer entre les coûts des facteurs de production dans différents pays. Elle peut également profiter commercialement du décalage temporel qui peut exister dans le cycle de vie d'un produit dans différents pays : elle peut prolonger sur un marché la vie d'un produit arrivé en fin de maturité sur un autre marché. La nouvelle entité pourra contourner également avec plus de facilité les barrières tarifaires et non tarifaires qui peuvent s'opposer à son expansion internationale. Et enfin, une firme peut privilégier les fusions et acquisitions pour réduire les risques liés à la pénétration d'un nouveau marché.

- La troisième source de synergies consiste en l'acquisition de nouvelles technologies, d'un nouveau savoir, et de nouvelles compétences. Schumpeter déjà attirait l'attention sur le rôle important que jouent les grands groupes dans le développement technologique. Il est à noter que la R&D est généralement une activité comportant d'importants coûts fixes et que donc les grandes firmes bénéficient d'un avantage en réalisant des économies d'échelle. Les fusions et acquisitions sont très fréquentes dans les industries jeunes et fortement innovatrices où les firmes sont dans une sorte de course à l'innovation (et au brevet) pour laquelle elles doivent avoir une taille optimale. L'acquisition de certaines firmes peut également être motivée par l'acquisition de ses brevets et de ses droits de propriété intellectuelle ou encore simplement de son expérience.
- La quatrième source de synergie consiste en une meilleure maîtrise des approvisionnements et des débouchés de la firme. Ce type de synergie se retrouve souvent dans des fusions verticales. Un bon exemple dans le secteur de l'énergie serait une fusion-acquisition entre une firme électrique et une compagnie de gaz.
- *Les synergies managériales* se réalisent lorsque les cadres supérieurs de la firme absorbante possèdent des capacités de planification et d'organisation qui servent aux performances de la firme cible. Jensen (1986) développe un modèle de compétition managériale (« management competition model ») qui présente les fusions et acquisitions comme une force de contrôle des marchés de capitaux vis-à-vis du management. Les managers qui ne sont pas assez performants, notamment sur la rentabilité de leurs investissements, sont menacés d'être remplacés par des équipes de managers plus performantes qu'eux. Un peu comme si le contrôle extérieur des marchés renforçait l'insuffisance du contrôle interne des actionnaires en s'y substituant.

Bien que populaire, cette théorie de l'efficacité économique reste assez critiquée et les études testant sa validité fournissent généralement des résultats mitigés. Les synergies sont considérées comme un concept un peu évasif dont les annonces se concrétisent rarement (Kitching, 1967 et Porter, 1987). Plusieurs études, parmi lesquelles Weston et Chung (1983), Jensen (1984), Dennis et McConnell (1986), et Ravenscraft et Scherer (1987), ont montré que

les marchés d'action ont tendance à attribuer une valeur positive aux fusions et acquisitions. Alors que les études se basant sur la performance des firmes sont beaucoup moins favorables à cette théorie. Porter (1987) trouve que plus de la moitié des acquisitions par les grandes compagnies américaines ont été des échecs. Montgomery et Wilson (1986) trouvent également des résultats similaires. Ravenscraft et Scherer (1987) trouvent que les acquéreurs les plus actifs sont également les moins rentables. La théorie semble donc être cohérente avec les cotations sur les marchés d'actions, mais beaucoup moins avec les performances réelles des firmes. Kitching (1967) et Chatterjee (1986) concluent que seules les synergies financières sont réellement réalisées lors de fusions et acquisitions, remettant ainsi en cause l'efficacité des marchés. À défaut, de réaliser des synergies opérationnelles et managériales, les fusions et acquisitions réalisent au mieux des synergies financières. Il est donc difficile de conclure sur cette théorie qui est somme toute insuffisante à expliquer le phénomène des fusions et acquisitions.

La seconde théorie que nous présenterons est celle du pouvoir de monopole. Comme son nom l'indique, cette théorie suppose que les firmes cherchent à renforcer leur pouvoir de monopole – c'est-à-dire sa capacité à fixer son prix de vente et/ou à augmenter ses marges bénéficiaires. Elle est toujours basée sur la rationalité des agents, mais pas sur l'efficacité des marchés. Les agences de régulation de la concurrence, dont le rôle est de lutter contre les imperfections du marché, ont toujours justifié leur méfiance vis-à-vis des opérations de fusions et acquisitions (F&A) par cette théorie. Contrairement à la théorie de l'efficacité économique les gains retirés de la F&A ne proviennent pas de synergies, mais d'un transfert de richesse des clients vers la firme. Une firme peut renforcer son pouvoir de monopole par l'exclusion de ses concurrents actuels ou potentiels. Les fusions et acquisitions sont de nature à réduire le nombre de concurrents sur un marché : lorsqu'une firme réalise une fusion horizontale elle élimine de fait un concurrent, et lorsqu'elle réalise une fusion verticale elle peut restreindre l'accès en amont ou en aval à ses concurrents directs en usant de son nouveau pouvoir de marché ou en ayant recours à des contrats d'exclusivité (Krattenmaker et Salop, 1986). Concernant les concurrents potentiels, l'exclusion passe par la mise en place de barrières à l'entrée. Stigler (1968) définit une barrière à l'entrée comme un coût de production devant être supporté spécifiquement par les firmes désirant pénétrer un marché. Dans leur théorie des marchés contestables, Baumol, Panzar et Willig (1982) condamne la concentration des marchés car elle augmenterait les barrières à l'entrée et donc favoriserait le pouvoir de monopole des firmes présentes sur le marché. Les F&A peuvent être un moyen d'augmenter

les coûts à l'entrée en renforçant les avantages absolus dont bénéficient les firmes déjà présentes sur le marché. On peut identifier quatre types d'avantages absolus (Bain, 1956) : l'avantage technologique (brevet, secret de fabrication), l'avantage de l'accès privilégié à l'amont ou à l'aval de l'industrie (contrôle exclusif d'un input ou d'un réseau de distribution et de commercialisation), l'avantage du coût de production lorsque celui-ci est sensible aux économies d'échelle et l'avantage de l'accès privilégié au capital financier. Le choix du concurrent que l'on désirera éliminer se fera donc de manière à maximiser le pouvoir de marché que l'on espère acquérir – celui-ci devrait être supérieur à celui détenu par chacune des firmes avant leur fusion. Les subventions croisées sont un autre moyen d'exclure des concurrents (actuels ou potentiels) sur un marché ou de renforcer un certain type d'avantage absolu. En effet, les subventions croisées permettent un transfert de richesse d'un marché sur lequel la firme a généralement une position dominante et une forte rentabilité vers un marché fortement concurrentiel sur lequel la firme a une faible rentabilité. Une firme peut également user des F&A comme une stratégie de défense pour se prémunir d'un trop grand pouvoir de marché de ses concurrents (rééquilibrage du rapport de force) ou d'une opération hostile de F&A à son égard. Nous pourrions montrer par la théorie des jeux l'effet boule de neige que peuvent engendrer ces stratégies défensives. Cette vision est en accord avec la théorie macroéconomique de vagues de fusions et acquisitions que nous avons présentée précédemment.

D'autres théories concernant les fusions et acquisitions se focalisent quant à elles sur l'individu. La théorie de l'enracinement des cadres dirigeants est basée sur la théorie de l'agence (Baumol, 1959 ; Galbraith, 1967) qui considère "la firme comme un nœud de contrats entre des individus aux objectifs divergents et conflictuels et dont le niveau d'information diffère" (Coutinet et Sagot-Duvaurox, 2003). Selon cette théorie, les opérations de fusions et acquisitions seraient mises en œuvre par des managers qui maximisent leur propre utilité plutôt que celle de leurs actionnaires (Levinson, 1970). Ainsi, les managers sont incités à faire augmenter la taille de leur entreprise afin d'augmenter les ressources contrôlées et renforcer l'asymétrie de l'information en leur faveur pour accroître leur pouvoir de décision et leur autonomie, et ainsi pérenniser leur emploi et améliorer leur rémunération. Trautwein (1990) appelle cette théorie l'Empire-building theory – littéralement théorie de la construction d'empire – pour mettre l'accent sur le fait que la prise de pouvoir des cadres dirigeants passe par des opérations de croissance externe modifiant la composition et la structure de l'actionnariat. Bien que Rhoades (1983) et Black (1989) aient apporté

quelques éléments de réflexion accréditant cette théorie, les preuves empiriques restent assez rares. La théorie des free cash flows de Jensen (1986) est une autre illustration des problèmes d'agence pouvant se poser entre les dirigeants et les actionnaires. Selon cette théorie, les cadres dirigeants pourraient préférer utiliser l'excédent monétaire de l'entreprise pour acquérir des firmes quitte à ce qu'elles soient surévaluées plutôt que de le redistribuer aux actionnaires. Mork, Shleifer et Vishny (1990) [pp 70 et 79] propose une approche qui réconcilie les intérêts des dirigeants avec ceux des actionnaires. Selon cette approche, les cadres dirigeants doivent veiller à leur réputation sur le marché de l'emploi. Ainsi, lorsque les dirigeants réalisent des acquisitions (ou d'autres investissements), ils prennent en compte les conséquences sur la valeur de marché de la firme en plus de leurs éventuels bénéfices personnels. Myers quant à lui propose une généralisation de la théorie des free cash flows de Jensen qui considère les dirigeants comme les représentants d'une coalition (actionnaires et dirigeants) dont ils doivent maximiser toute la richesse.

Une autre théorie – “Valuation Theory” – met l'accent sur les problèmes d'asymétrie de l'information. Selon cette théorie, les opérations de fusions et acquisitions sont mis en œuvre par des managers qui possèdent une meilleure information que le marché sur la valeur réelle de la firme cible (Steiner, 1975 ; Ravenscraft et Scherer, 1987). A l'instar des synergies financières, cette hypothèse est en contradiction avec celle de l'efficacité des marchés comme le suggère Gort (1969). Les managers à l'origine de fusions et acquisitions justifient également leurs actions selon cette théorie jugeant la valeur de la firme cible sous-évaluée par le marché. Cependant, une étude de Business Week datant du 20 Février 1984 montre que 60% des cadres dirigeants pensent que leur compagnie est sous-évaluée, alors que 32% d'entre eux pensent qu'elle est correctement évaluée par le marché et seulement 2% pensent que le marché la surévalue. Il est donc difficile d'apporter des éléments de preuves empiriques concernant l'impact de la détention d'informations privées sur les décisions de fusions et acquisitions.

Et enfin, les fusions et acquisitions (F&A) pourraient bien être motivées par des raisons d'ordre psychologique : Levinson (1970) a identifié deux types de raisons liés à la psychologie des managers : la peur et l'obsolescence. La peur est celle d'être soit même victime d'une fusion inamicale. Elle donne lieu généralement à des F&A défensives. L'obsolescence fait référence aux firmes qui s'empêchent dans leurs propres routines et deviennent avec le temps trop bureaucratiques et trop rigides. Pour Vermeulen et Barkema

(2001) les F&A pourraient être un moyen pour les firmes acquérantes de revitaliser leur organisation en important de nouveaux savoirs et de nouvelles compétences indispensables à la pérennité de l'entreprise.

2.1.4. The « merger paradox ».

Salent, Switzer et Reynolds (SSR, 1983) ont mis en lumière un paradoxe dans le phénomène des fusions horizontales. Leur article montre que les fusions profitent en fait plus aux firmes non concernées par la fusion qu'aux firmes qui fusionnent. Les auteurs basent leur modèle sur l'équilibre de Nash-Cournot (quantity game setting) résultant d'un jeu non coopératif entre les firmes. Les auteurs supposent que les firmes concernées par la fusion ne représentent pas une vaste majorité des participants de l'industrie. D'après ce modèle, en l'absence de synergies réduisant les coûts, les fusions augmenteraient la profitabilité des concurrents et réduiraient celles des firmes concernées par la fusion. En effet, Farrell et Shapiro (1990) montrent en analysant les fusions horizontales dans le cadre d'un oligopole de Cournot que toute fusion ne créant pas de synergies augmente les prix. Cela s'explique par le fait que la réduction de la production conjointe des firmes fusionnant provoque une hausse des prix qui profite surtout aux firmes concurrentes.. Pour qu'une fusion devienne profitable dans le cadre d'une compétition à la Cournot, les effets de l'augmentation de la concentration du marché devraient être compensés par les réductions de coûts dues aux synergies. Deneckere et Davidson (1985) considèrent quant à eux la question à travers l'équilibre de Bertrand (price game setting). Tout comme SSR (1983) les auteurs trouvent que les concurrents retirent un plus grand bénéfice que les firmes qui fusionnent, mais celles-ci restent bénéficiaires quand même. Si les firmes concurrentes arrivent à compenser le manque de production suscité par la fusion les prix n'augmenteront pas et la fusion ne sera profitable que pour les concurrents (SSR, 1985), mais si la production globale chute, les prix augmenteront et la fusion sera profitable pour l'ensemble des firmes de l'industrie (Deneckere et Davidson, 1985). Selon ces deux modèles, une firme aurait donc intérêt à avoir un comportement opportuniste et à profiter des opérations de fusions et acquisitions de ses concurrents. Si toutes les firmes adoptent la même position de passager clandestin alors aucune fusion ne devrait avoir lieu. Le paradoxe que nous évoquions réside dans le fait que les firmes fusionnent quand même en contradiction avec leurs intérêts financiers. En supposant l'entrée libre (coûts irrécupérables nuls) sur le marché, Davidson et Mukherjee (2007) arrivent à réconcilier les résultats obtenus

par SSR (1983) avec ceux obtenus Deneckere et Davidson (1985). Lorsque l'entrée et la sortie sont libres sur le marché, les fusions peuvent devenir profitable même en l'absence de synergies. Les auteurs obtiennent ainsi des résultats similaires quel que soit le type d'équilibre considéré. Par ailleurs, le problème du passager clandestin est résolu du fait que toute éventuelle réduction de production des firmes engagées dans une fusion serait compensée par la production d'un nouveau entrant. D'autres travaux ont étudié le paradoxe des fusions en tentant d'y apporter une explication. L'une des approches consiste à supposer que les fusions et acquisitions changent les règles du jeu en modifiant la structure de l'industrie. Daughety (1990), par exemple, considère le cas d'un modèle de Stackelberg avec plusieurs leaders et plusieurs suivants dans lequel la fusion entre deux suivants permettrait à la nouvelle firme de devenir leader. Selon une autre approche une fusion permettrait à la nouvelle firme de se donner les moyens d'implémenter de nouvelles stratégies jusqu'à lors inaccessible (Creane et Davidson, 2004).

L'approche que nous développerons plus loin avec la théorie de la dominance économique apporte quelques éléments de réponse à ce paradoxe des fusions et acquisitions. Selon notre approche, l'acquisition d'une plus grande dominance économique serait à l'origine des stratégies de fusions et acquisitions. Ce renforcement de la dominance économique permettrait en outre à une firme de s'éloigner du statut de « price taker » afin de se rapprocher de celui de « price maker ». Elle pourrait ainsi renforcer dans une certaine mesure son pouvoir de marché. Le « merger paradox » mis en évidence par Salant, Switzer and Reynolds (1983) n'a donc pas de raison d'être dans une approche de dominance économique.

2.1.5. Les aspects financiers.

Dans l'étude des fusions et acquisitions (F&A), l'aspect financier est d'une grande importance. Ce type d'opération représente généralement un investissement très lourd que seules des firmes financièrement solides peuvent se permettre. Cela explique le fait que les firmes absorbantes sont généralement de plus grosse taille que les firmes absorbées ou qu'elles soient généralement considérées comme étant plus efficaces. Donc, quels que soient les motivations d'une firme, une condition nécessaire pour entreprendre une opération de F&A est d'en avoir les capacités financières. Ensuite, si l'on se borne à l'aspect financier, on évalue une opportunité de F&A comme on évalue une opportunité d'investissement. L'un des

modèles les plus répandus pour l'évaluation d'opportunités d'investissement est le modèle de la valeur actuelle nette (VAN ou NPV en anglais – Net Present Value). Il consiste en une règle simple stipulant que l'investissement, la fusion ou l'acquisition ne peut avoir lieu que si son montant est inférieur à la somme actualisée des cash flows futurs escomptés. Selon la théorie de l'efficacité économique, la VAN est positive si les synergies entre les firmes permettent à plus ou moins long terme de récupérer les sommes engagées lors de la fusion. Il existe d'autres modèles d'investissement qui peuvent également être utilisés pour analyser des fusions et acquisitions comme par exemple les modèles d'options réelles et la programmation dynamique. Il s'agit de modèles dynamiques qui évaluent des opportunités d'investissement en temps continu et qui prennent en compte l'irréversibilité des investissements dus aux coûts irrécupérables et la flexibilité de l'investissement. Ces modèles dynamiques sont en fait une généralisation du modèle de base de la VAN. Une différence essentielle entre la théorie des options réelles et la programmation dynamique (et la VAN) est le choix du taux d'actualisation. Celui-ci est fixé par le marché dans les modèles d'options réelles, alors que pour la programmation dynamique et la VAN il est fixé par la firme elle-même selon son coût du capital tel que défini par le MEDAF (Sharpe, 1964 ; Lintner, 1965). L'un privilégie une approche de marché (on parle d'univers risque neutre) alors que l'autre privilégie une approche où la firme a sa propre appréciation du risque. L'une des difficultés majeures pour évaluer une opportunité de fusion est que l'on ne connaît pas à l'avance avec précision le coût global de l'investissement. Il existe toute une série de coûts, directs et indirects, allant des coûts de communication jusqu'aux coûts de restructuration, dont les montants restent incertains. Nous pouvons citer comme exemple du coût d'acquisition, des coûts de négociation et des coûts de transaction.

La prise de contrôle d'une firme se fait généralement par l'acquisition de ses actions sur le marché financier. Le cours des actions sert souvent de base de négociation dans les opérations de fusions et acquisitions. Selon la théorie de l'efficacité des marchés financiers, le cours en bourse d'une firme est représentatif de sa valeur réelle. En fait, il arrive que pour une raison ou pour une autre l'action d'une firme soit sous-évaluée par rapport à sa valeur réelle. La firme devient alors une cible privilégiée pour les firmes ayant les moyens financiers de l'acquérir dans la mesure où cela est en accord avec leur stratégie de développement et de croissance. La théorie du ratio Q de l'investissement (Tobin, 1969) explique assez bien ce phénomène. Selon cette théorie, une firme est incitée à investir lorsque le rapport entre la valeur de marché de la firme sur la valeur de remplacement de ses actifs – ce que l'on appelle

l'indice Q – est supérieure à un. Andrade, Mitchell et Stafford (2001) montrent que dans plus des deux tiers des fusions et acquisitions ayant eu lieu aux Etats-Unis depuis 1973 le ratio Q des acquéreurs est plus important que celui des firmes cibles. Servaes (1991) quant à lui trouve que les fusions et acquisitions les plus profitables sont celles concernant des firmes cibles ayant un faible ratio Q et des acquéreurs ayant un important ratio Q. Jovanovic et Rousseau (2002) en concluent que les fusions et acquisitions permettent une réallocation du capital vers de meilleurs projets et de meilleures équipes de management.

Selon son origine, le capital d'une firme est réparti en deux types : les fonds propres et la dette. Ces deux types de capital présentent des caractéristiques différentes en terme de risque et de rémunération. Le coût du capital (CMPC – Coût Moyen Pondéré du Capital) dépend directement de structure financière, c'est-à-dire de sa répartition entre la dette et les fonds propres. Les fusions acquisitions ont donc pour première conséquence de modifier – à travers la structure financière de la firme – le coût du capital et donc la valeur financière de la firme. Les charges de la dette n'étant pas comptabilisées dans le résultat d'exploitation, la dette d'une entreprise permet de créer un « effet levier » sur la rentabilité de ses capitaux investis (Modigliani et Miller, 1958). En effet, les actionnaires d'une firme endettée gagnent la différence entre la rentabilité des investissements financés par emprunt et le coût de ces emprunts. Par ailleurs, les économies d'impôt que procure la dette augmente d'autant la valeur de la firme. Cependant, à partir d'un certain taux d'endettement, le risque d'insolvabilité et les coûts qui lui sont rattachés finissent par peser sur la valeur de l'entreprise et sur son coût du capital. Il existe donc un taux d'endettement optimal qui permet d'arbitrer entre les économies d'impôts procurées par la dette et les coûts liés au risque d'insolvabilité. Au-delà de ce taux optimal, l'effet levier se transforme en « effet massue » : la valeur de l'entreprise décroît et sa capacité d'investissement se réduit. Ce taux optimal d'endettement dépend en grande partie de la taille de l'entreprise. Plus l'entreprise sera importante et plus sa capacité d'endettement, et donc sa capacité d'investissement par la même occasion, sera élevée. Le secteur de l'énergie va nécessiter de lourds investissements d'ici 2030. En Europe, 2 000 milliards de dollars US devront être investis à cet horizon dans l'industrie électrique seulement. Dans un contexte de restriction budgétaire, les Etats ne peuvent se permettre de tels sacrifices financiers. La libéralisation du secteur de l'énergie vise également à permettre à l'ensemble des firmes énergétiques à investir librement afin que les capacités d'approvisionnement d'énergie soient en adéquation avec la croissance de la demande. La sécurité des approvisionnements dépend également de la dynamique de l'investissement dans

le secteur. La vague de fusions et acquisitions dans ce secteur permettra aux firmes de mettre en commun leurs ressources et d'améliorer leurs capacités d'investissement afin de profiter pleinement des opportunités de croissance de la demande. Améliorer la valeur de l'entreprise et renforcer sa capacité d'investissement sont donc deux bonnes raisons pour les firmes énergétiques de se lancer dans des opérations de fusions et acquisitions. Fluck et Lynch (1999) ont développé un modèle de fusions et acquisitions selon lequel l'incitation à fusionner proviendrait d'une incapacité des firmes à financer des projets dont la rentabilité est jugée insuffisante. Nous verrons dans le chapitre III le lien qui existe entre le phénomène de fusions et acquisitions et le besoin d'investissement dans les industries énergétiques.

2.1.6. Le rôle des autorités de régulation de la concurrence.

Du fait de leurs impacts sur le jeu de la concurrence et dans un souci d'éviter tout abus de position dominante, les autorités publiques ont toujours été extrêmement vigilantes face aux opérations de fusions et acquisitions. Pour concrétiser la construction d'un marché intérieur européen, l'Europe s'est doté avec le règlement CE-4064/89 (modifié en 1997) d'une législation anti-trust. Selon ce règlement, la Commission Européenne basait son appréciation des opérations de concentration uniquement sur le critère de « création ou de renforcement de position dominante ». Cette position se basant uniquement sur la théorie du pouvoir de monopole ne considérait pas les aspects positifs des fusions et acquisitions qui peuvent également découler d'un processus de restructuration industrielle. Un nouveau règlement – CE-134/2004 – a été adopté en 2004 pour pouvoir prendre en compte les gains d'efficacité comme argument permettant de contrebalancer les effets négatifs d'une concentration : *“L'achèvement du marché intérieur [...] conduira à d'importantes restructurations des entreprises, notamment sous forme de concentrations. De telles restructurations doivent être appréciées de manière positive pour autant qu'elles correspondent aux exigences d'une concurrence dynamique et qu'elles soient de nature à augmenter la compétitivité de l'industrie européenne, à améliorer les conditions de la croissance et à relever le niveau de vie dans la Communauté”*. Cette nouvelle approche constitue un rapprochement significatif avec les législations anti-trust aux Etats-Unis et au Japon qui se basent plutôt sur la notion de « diminution substantielle de la concurrence ». Cette notion plus souple permet aux autorités de ces pays d'autoriser les opérations dont les gains d'efficacité compensent les pertes liées à la réduction de la concurrence. Ainsi, dans sa décision finale d'autoriser ou d'interdire une fusion-acquisition

une autorité de régulation devrait établir un bilan concurrentiel et un bilan économique puis les confronter.

L'étude des opérations de fusions et acquisitions se fait généralement en deux étapes : d'abord la détermination du marché pertinent, puis l'évaluation de son niveau de concentration. La détermination d'un marché pertinent peut se faire par rapport à ses deux dimensions : sa dimension "produits" et sa dimension géographique. Le règlement CE-4064/89 nous donne donc deux définitions complémentaires de marché pertinent:

- Dans sa dimension "produit", le marché pertinent comprend *« tous les produits et/ou services considérés comme interchangeables ou substituables par le consommateur, en raison de leurs caractéristiques, de leur prix et de leur usage habituel »*.
- Dans sa dimension géographique, le marché pertinent comprend *« les zones dans lesquelles les entreprises concernées concourent à l'offre et à la demande de produits et services, dans lesquelles les conditions de la concurrence sont suffisamment homogènes et qui peuvent être distinguées des espaces voisins car les conditions de concurrence y sont différentes »*.

Il est cependant difficile dans les faits de délimiter de manière précise le marché pertinent. Les définitions que nous venons d'énoncer sont dans la pratique libre d'interprétation. La délimitation des marchés est d'ailleurs souvent l'objet de discordes entre les firmes et le régulateur. La notion de substituabilité est assez difficile à apprécier et reste insuffisante pour identifier les produits et services appartenant à un même marché. Par ailleurs, l'innovation technologique modifie constamment le périmètre des marchés pertinents. Pour délimiter les marchés, on utilise souvent les mesures d'élasticité mais il est fréquemment nécessaire de recourir également à d'autres informations telles que la substituabilité de l'offre, la corrélation des prix sur longue période ou encore la nature du besoin et la différenciation des produits. Toute détermination du marché pertinent contient donc une part non négligeable de subjectivité. Le même problème de subjectivité se pose pour la détermination du marché géographique pertinent pour lequel les conditions de concurrence doivent être *suffisamment* homogènes. Afin de ne pas devoir céder certaines de leurs activités dans les zones où elles sont en position dominante, les firmes ont tendance à considérer le marché le plus large possible. Ce problème de détermination du marché pertinent se pose de plus en plus dans le secteur de l'énergie en Europe. Le processus visant à constituer un marché unique de l'énergie a remis en cause la délimitation des marchés de l'énergie. Faut-il toujours considérer les

marchés au niveau national ou doit-on considérer un seul marché européen ? La réponse pourrait être de considérer le marché à un niveau intermédiaire entre ces deux alternatives : la libéralisation du marché européen de l'énergie pourrait faire émerger plusieurs marchés régionaux. En attendant leur émergence, les frontières géographiques des marchés énergétiques s'effacent peu à peu. On constate par ailleurs une intégration croissante des industries électriques et gazières dans lesquelles les grandes firmes énergétiques sont présentes. Que ce soit pour des raisons réglementaires ou technologiques, le secteur de l'énergie nous donne un bon exemple de la malléabilité du périmètre d'un marché pertinent.

Ce n'est qu'une fois que le marché pertinent est bien défini et délimité que les autorités de la concurrence peuvent en mesurer la concentration. Il existe différentes mesures de concentration industrielle. Evidemment toute erreur sur la définition du marché se répercute directement sur le calcul des indices de concentration. Les indices les plus utilisés sont le CR4 ou encore le CR8 qui représentent respectivement les parts de marché des quatre et des huit plus grosses entreprises du marché. Mais lorsqu'il s'agit d'apprécier les effets des fusions d'entreprises, les autorités de régulation, notamment aux Etats-Unis, préfèrent utiliser une fonction des parts de marché des plus grosses entreprises : l'indice Herfindahl-Hirschman (IHH). Cet indice se définit comme la somme du carré des parts de toutes les firmes d'un marché donné. Les autorités publiques aux Etats-Unis et en Europe l'utilisent beaucoup pour décider s'il faut investiguer sur une opération de fusion-acquisition. Plus l'indice est élevé et plus l'opération de fusion-acquisition a des chances d'être examinée par les autorités de la concurrence et d'être éventuellement refusée. Ces indices ne suffisent pourtant pas à conclure sur la nocivité de certaines fusions vis-à-vis de la libre concurrence. En effet, le niveau des barrières à l'entrée est un paramètre important dans l'appréciation des conséquences des opérations de fusion-acquisition sur le bon fonctionnement du marché. S'il existe de fortes barrières à l'entrée, les firmes peuvent bénéficier d'un certain pouvoir de marché même si l'industrie est peu concentrée. Inversement, si les barrières à l'entrée sont faibles un marché très concentré peut être parfaitement concurrentiel. Dans le secteur de l'énergie les barrières à l'entrée sont importantes et nombreuses. L'un des objectifs de la libéralisation du secteur de l'énergie en Europe est justement de supprimer les barrières d'ordre réglementaire visant à protéger des marchés nationaux. Les monopoles nationaux devraient donc avoir la possibilité d'aller concurrencer d'autres monopoles sur leur marché national, et vice-versa.

2.2. Le modèle de dominance économique.

La libéralisation des industries de l'énergie a donné naissance à une importante restructuration du secteur de l'énergie en Europe. De fait, l'ouverture des marchés européens de l'énergie a radicalement changé les stratégies des firmes énergétiques qui ont à présent l'opportunité de se développer au-delà de leurs frontières nationales. Nous pensons que ce processus de libéralisation devrait conduire à une concentration du secteur de l'énergie. En effet, la constitution d'un marché unique européen a fait surgir pour les firmes de nouvelles possibilités d'économies d'échelle qui sont d'une grande importance dans des industries capital-intensives telles que l'industrie électrique et l'industrie gazière. L'intégration de ces deux industries devrait également permettre aux firmes de réaliser des économies de gamme. Par ailleurs, s'agissant d'industries de réseau, la valeur de ces firmes devrait croître avec la taille de leur réseau commercial. Par conséquent, les firmes énergétiques sont engagées dans une course visant à acquérir la taille nécessaire pour bénéficier d'un avantage concurrentiel substantiel leur permettant de dominer le marché. Parce qu'elles sont le moyen le plus rapide pour se développer, les fusions et acquisitions constituent l'un des principaux mécanismes de cette restructuration. Depuis 1998, le secteur européen de l'énergie connaît une importante vague de fusions et acquisitions qui a encore de beaux jours devant elle. Selon le modèle que nous développons dans ce chapitre, le processus de libéralisation devrait conduire les firmes européennes à fusionner et former de grands groupes énergétiques se concurrençant au sein d'un oligopole. Les fusions ont un impact direct sur la structure de marché et sur la structure des échanges. Elles peuvent donc affecter la libre concurrence sur ces marchés récemment libéralisés. Ces opérations sont par conséquent surveillées de près par les autorités de régulation qui ont en charge la mise en œuvre de la politique de la concurrence. Alors que les firmes énergétiques cherchent à renforcer leur influence économique sur le marché, les autorités de régulation cherchent à garantir la libre concurrence aux niveaux local et régional et à renforcer la sécurité énergétique européenne sur le long terme.

L'objectif de ce chapitre est de mieux comprendre la logique des stratégies de fusion et acquisition à l'origine de la restructuration du secteur énergétique. La mutation de la structure d'une industrie du fait des opérations de fusions et acquisitions a pour conséquence de modifier les rapports de dominance, de dépendance et d'interdépendance entre les différents pôles de production et/ou de consommation. Pour étudier les stratégies de fusion et

acquisition des compagnies énergétiques, nous utilisons des concepts théoriques tirés de l'économie régionale et de l'économie spatiale. Le cadre théorique que nous avons choisi d'utiliser a été développé par Lantner (1974) dans la théorie de la dominance économique. Cette théorie qui s'inspire de la théorie des graphes et des travaux de Leontief sur les applications économiques de l'analyse input/output est un outil très utile pour comprendre les modifications structurales d'un système économique. L'idée de cette nouvelle approche des stratégies de fusion et acquisition est que la position d'une firme au sein de la structure des échanges de l'industrie a un impact important sur sa compétitivité. Ce postulat que nous illustrerons dans la suite de ce chapitre est particulièrement pertinent pour des industries de réseau telles que l'industrie électrique et l'industrie gazière. Il n'existe pas à notre connaissance de travaux étudiant les fusions et acquisitions à travers la théorie des graphes ou d'autres théories issues de l'économie régionale.

La théorie de la dominance économique a été développée par les électroniciens pour décrire des systèmes de transmission de signaux entre des stations émettrices et des stations réceptrices qui combinent ces signaux et transmettent à leur tour un signal résultant. Elle a été développée dans le but d'analyser le cheminement des perturbations de la structure des échanges économiques. Il est clair que l'on ne peut calquer des concepts économiques sur des concepts physiques sans être induit en erreur car les lois, les principes et les concepts économiques et physiques sont irréductibles les uns aux autres. Il a donc fallu apporter quelques innovations à la théorie des graphes dont les deux principales sont la multi-ouverture du modèle et la notion de dominance. Concernant le premier point, le modèle passe des graphes de transfert caractérisés par l'unicité du nœud-source (donc l'unicité de la variable indépendante) aux graphes d'influence qui sont caractérisés par la multiplicité des nœuds-sources. On passe donc d'un modèle fermé pour des électroniciens qui l'utilisent comme outil de calcul à un modèle nécessairement ouvert pour des économistes qui l'utilisent comme outil d'analyse. Les graphes d'influence entrent dans le cadre d'une théorie structurale unissant des aspects quantitatifs et des aspects topologiques qui permettent de prendre simultanément en compte la position et l'intensité des liaisons du réseau d'échanges économiques. Concernant le second point, les concepts de dominance et de cheminement des perturbations sont sans importance pour les électroniciens, alors qu'ils sont d'une importance capitale dans l'analyse des économistes. Claude Ponsard dans sa préface du livre de R. Lantner (1974) sur la dominance économique explique le principe de la dominance selon le modèle de R. Lantner : *“La dominance d'un élément X sur un élément Y apparaît comme la*

conjugaison de l'influence directe et des multiples influences indirectes qu'exerce X sur Y ; la transmission de ces influences dépend de la configuration du réseau qui situe X par rapport à Y ; une perturbation survenant en X déclenche une série de répercussions dans le réseau qui atteignent Y par un jeu complexe d'amplification et d'amortissements". Il convient donc que les relations de dominance entre deux pôles soient étudiées au niveau de l'ensemble de la structure et non au niveau strictement local.

Cette nouvelle approche des fusions et acquisitions se base sur le comportement de la firme. A l'instar de la théorie de l'efficacité économique, les agents sont supposés pleinement rationnels et les marchés sont supposés efficaces, c'est-à-dire qu'il n'y a ni asymétrie de l'information ni problèmes d'agence entre les actionnaires et les managers. A travers l'étude des flux, le modèle décrit les relations de dépendance et d'interdépendance existant entre les pôles d'activité d'un système économique. Selon la diffusion des flux à l'intérieur de la structure d'échange, l'activité économique d'un pôle affecte directement ou indirectement l'activité des autres pôles. Certains pôles peuvent occuper une place privilégiée au sein de la structure d'échange et ainsi bénéficier d'une certaine influence sur les autres pôles. On parle alors de dominance économique. L'hypothèse que nous souhaitons valider est que les firmes électriques européennes cherchent à travers leurs opérations de fusion et acquisition à acquérir une certaine dominance économique sur l'ensemble des acteurs de l'industrie. Elles font face à des autorités de régulation dont la mission est de construire un marché européen homogène et concurrentiel de l'énergie qui préserve les intérêts des pays membres en termes de sécurité énergétique. L'objet de ce chapitre est de comprendre de quelle manière les fusions et acquisitions modifient la nature des relations de dépendance entre les firmes de l'industrie électrique européenne, et dans quelle mesure cela affecte leur stratégie de croissance externe et le choix des firmes cibles.

Dans la suite de ce chapitre, nous présenterons dans une première section le modèle de dominance économique. Nous décrirons la formalisation de la structure d'échange, nous expliquerons les notions d'influence et d'agencement interne, puis nous montrerons comment le modèle peut être utilisé dans l'optique d'une analyse sur les fusions et acquisitions. Dans la section suivante, nous appliquerons notre modèle aux échanges intereuropéens d'électricité. Nous aurons ainsi une vision précise des relations de dépendance et d'interdépendance entre les pays européens. Et enfin, nous recouperons dans la dernière section les résultats du modèle avec les fusions et acquisitions qui ont eu lieu dans l'industrie électrique européenne durant la

première vague de fusions entre 1998 et 2003. Nous constaterons alors qu'il existe une concordance entre les stratégies de fusion et acquisition et la structure d'échange de l'industrie électrique européenne.

2.2.1. La formalisation de la structure d'échange.

Nous cherchons à quantifier les relations de dominance entre les différents pôles d'un système de transaction. Ce que nous appelons la structure d'échange est caractérisée par les flux économiques entre les différents pôles du système que nous souhaitons étudier. Les données de base de notre modèle sont donc les flux commerciaux qui ont lieu à l'intérieure d'une structure d'échange entre ses différents pôles d'activité. Dans le cas de l'industrie électrique européenne que nous étudierons dans la prochaine section, nous utilisons les flux d'électricité en GWh entre différents pays de l'Union Européenne. Chaque flux est défini par une orientation et une valeur.

Avant de présenter le modèle de la dominance économique, nous voudrions mentionner les trois conditions nécessaires à son application. La première condition est l'homogénéité de l'activité des pôles. La seconde est la stabilité des coefficients de la structure d'échange, c'est-à-dire la proportionnalité des inputs par rapport aux outputs. Il suffit donc d'avoir un jeu de coefficient stable reliant les pôles pour faire l'analyse structurale. Et enfin, la troisième condition est que la demande finale ou l'offre finale soit exogène : il existe un extérieur à la structure (consommation interne des pôles, investissements, exportations des pôles hors du système) caractérisé soit par des variations de la demande, soit par des variations de l'offre.

Si l'on passe à un système d'échange de flux, il existe alors deux types d'orientation : l'orientation directe (sens physique des flux) et l'orientation inverse. L'orientation directe est généralement utilisée pour des modèles de dominance par l'offre, alors que l'orientation inverse est généralement pour des modèles de dominance par la demande, c'est-à-dire que le niveau d'activité d'un pôle est déterminé par le niveau de la demande qui lui est adressée.

La valuation des flux doit découler d'une formalisation assurant une meilleure homogénéité des données que la comparaison de simples valeurs absolues. A travers la valuation des flux, on doit pouvoir apprécier la manière dont chaque flux est intégré à l'ensemble de la structure

des transactions. Ainsi, pour pouvoir avoir une approche globale de la structure d'échange, on définit les flux par des coefficients dits "techniques" ou des coefficients dits "de débouché".

Soit un système économique composé de n pôles. Nous reprendrons la notation de Miller et Blair (1985) à cela prêt que X_i désignera les ressources totales du pôle i , c'est-à-dire sa production totale et l'ensemble de ses importations. Y_i désignera la demande finale totale adressée au pôle i , c'est-à-dire la part des ressources X_i qui est consommée par le pôle i . Nous pouvons donc écrire :

$$X_i = \sum_{j=1}^n Z_{ij} + Y_i \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (1)$$

Z_{ij} représente les ventes réalisées par le pôle i aux autres pôles j et Y_i représente les ventes du pôle i adressées à sa propre demande finale. La sommation exclut le cas $i = j$ car Y_i correspond à ce cas là. Nous pouvons écrire également :

$$X_j = \sum_{i=1}^n Z_{ij} + W_j \quad (j = 1, 2, \dots, n) \quad (2)$$

W_j représente la valeur ajoutée totale du pôle j , c'est-à-dire la part des ressources du pôle j qui n'est pas importée à partir des autres pôles. La seule différence entre W_j et Y_i est l'interprétation que l'on fait de la différence entre les ressources d'un pôle donné et ses flux d'échange avec les autres pôles. Cette interprétation dépend du type de modèle que l'on utilise : un modèle de dominance par l'offre ou de dominance par la demande. Selon le type de modèle et selon le type de coefficient que l'on utilisera, il faudra considérer l'une ou l'autre des deux écritures.

Afin de mener une analyse input-output sur notre structure d'échange, suivons à présent la formalisation de Lantner (2001) qui a choisi d'utiliser soit des coefficients techniques soit des coefficients de débouché pour la valuation des flux.

- Le coefficient de débouché $a_{ij} = Z_{ij} / X_i$ est le rapport de la valeur absolue du flux Z_{ij} allant du pôle i vers le pôle j et de l'output X_i du pôle-source i .
- Le coefficient technique $t_{ij} = Z_{ij} / X_j$ est le rapport de la valeur absolue du flux Z_{ij} allant du pôle i vers le pôle j et de l'output X_j du pôle-terminal j .

Même si il ne s'agit pas d'une règle absolue, les coefficients de débouché sont généralement utilisés pour des modèles de dominance par l'offre et les coefficients techniques sont généralement utilisés pour des modèles de dominance par la demande. Ces deux types de coefficients peuvent être utilisés pour chacun de ces deux types de modèles. La différence est

que les coefficients techniques permettent une évaluation en valeur absolue (en quantité ou en monnaie) alors que les coefficients de débouché permettent une évaluation en terme d'élasticité, de pourcentage (valeur relative).

Les équations (1) et (2) peuvent être réécrites avec les coefficients de débouché et les coefficients techniques. Soit d_i la proportion des livraisons du pôle i vers sa demande finale, et w_j la proportion des importations du pôle j plus la valeur ajoutée.

$$d_i = \frac{Y_i}{X_i} \quad \text{et} \quad w_j = \frac{W_j}{X_j}$$

L'équation (1) peut s'écrire: $\sum_{j=1}^n a_{ij} + d_i = 1 \quad (i = 1, 2, \dots, n)$ (3)

En termes relatifs, l'équation (1) peut s'écrire:

$$\Delta X_i = \sum_{j=1}^n \Delta Z_{ij} + \Delta Y_i \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (3')$$

L'équation (3') décrit les variations de la demande finale Y_i selon les variations de ses ressources X_i . Elle peut être réécrite de la manière suivante:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} + \frac{\Delta Y_i}{\Delta X_i} = 1 \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (3'')$$

L'équation (2) peut s'écrire: $\sum_{i=1}^n t_{ij} + w_j = 1 \quad (j = 1, 2, \dots, n)$ (4)

La proportion des livraisons du pôle i à lui-même a_{ii} ($= t_{ii}$) est un bon indicateur du degré d'autarcie. La proportion des livraisons du pôle i aux autres pôles ($a_{ii} - 1$) est par conséquent un bon indicateur du degré d'anti-autarcie. Soit $b_i = 1 - a_{ii} = 1 - t_{ii}$.

L'écriture matricielle de l'équation (3) est : $[I - A] \frac{\Delta X}{X} = \hat{d} \cdot \frac{\Delta Y}{Y}$ avec $\hat{d} = \begin{bmatrix} d_1 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & d_n \end{bmatrix}$ (5)

Preuve : La forme matricielle de l'équation (3'') est $[I - A] = \frac{\Delta Y}{\Delta X}$ et

$$\frac{\Delta Y}{\Delta X} = \frac{\Delta Y}{Y} \frac{Y}{X} \begin{bmatrix} d_1 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & d_n \end{bmatrix}.$$

L'écriture matricielle de l'équation (4) est : $[I - T].X = Y$ (6)

Preuve: Comme $w_j = \frac{W_j}{X_j}$, l'équation (4) peut être écrite sous forme matricielle de la manière suivante: $[I - T].X = W$. Par ailleurs, les matrices Y et W sont égales ($Y = W$) du fait des équations (1) $Y_i = X_i - \sum_{j=1}^n Z_{ij}$ ($i = 1, 2, \dots, n$) et (2) $W_j = X_j - \sum_{i=1}^n Z_{ij}$ ($j = 1, 2, \dots, n$).

Où A et T sont respectivement les matrices nxn des coefficients de débouché a_{ij} et des coefficients techniques t_{ij} . L'écriture matricielle (5) utilise des valeurs relatives, alors que l'écriture matricielle (6) utilise des valeurs absolues. Dans la partie empirique sur l'étude des fusions et acquisitions dans l'industrie électrique européenne, nous opterons pour une approche en valeur absolue.

$[I - A]$ et $[I - T]$ sont ce que l'on appelle des matrices d'échange. Nous étudierons les caractéristiques de ces matrices pour analyser les relations de dépendance et d'interdépendance entre les pôles d'activité et les notions d'influence, de dominance et de hiérarchie.

Soit Δ le déterminant mathématique des matrices d'échange : $\Delta = |I - A| = |I - T|$. Il est compris entre 0 et 1. Plus le déterminant Δ est élevé et plus la diffusion globale d'une perturbation initiale est importante. Nous verrons plus loin que ce déterminant Δ est d'une grande utilité pour étudier l'agencement interne de la structure d'échange et pour calculer les influences globales.

Même si les équations matricielles (5) et (6) clarifient de manière satisfaisante les relations entre les pôles, elles ne permettent pas d'appréhender de manière globale les relations de dominance et de dépendance. Le modèle consiste en une approche globale de la diffusion de l'influence économique en prenant en compte les différents chemins qu'elle empreinte. Cet objectif ne peut être atteint par des méthodes matricielles classiques de résolutions d'équation. Nous allons donc introduire une notion d'influence qui est une notion fondamentale dans la théorie de la dominance économique.

2.2.2. La notion d'influence.

L'influence globale exercée par un pôle peut être définie comme une mesure de l'impact global d'une variation de la demande d'un pôle j sur la production d'un autre pôle k (dans le cas d'une dominance par la demande) ou l'impact global d'une variation de la production d'un pôle j sur la production d'un autre pôle k (dans le cas d'une dominance par l'offre). Elle combine les effets directs et indirects (à travers les autres pôles de la structure) engendrés par la perturbation initiale. L'influence directe représentée par les coefficients de débouché et les coefficients techniques ne considère quant à elle que l'impact direct entre les deux pôles.

- *L'influence globale absolue, ou Sensibilité, $I_{(j) \rightarrow k}^G$* du pôle de demande (j) sur le pôle productif k est égale au rapport de la variation absolue induite ΔX_k de la production du pôle k à la variation absolue initiale ΔY_j de la demande du pôle (j), c'est-à-dire de la demande finale du produit j :

$$I_{(j) \rightarrow k}^G = \frac{\Delta X_k}{\Delta Y_j} \quad (7)$$

En des termes plus économiques, l'influence globale absolue correspond à l'impact global en dollar ou en GWh sur l'offre lorsque la demande varie d'une unité de dollar ou GWh ; Il s'agit de la sensibilité.

Les sensibilités peuvent être obtenues également par inversion de la matrice. L'équation (7) est équivalente à $I_{(j) \rightarrow k}^G = B_{jk} / |T| = B_{jk} / \Delta$ (8)

Où B_{jk} est le cofacteur signé du coefficient $-t_{jk}$ dans le déterminant de T. Ce cofacteur est la valeur, signée par $(-1)^{j+k}$, du déterminant de la matrice $[I-T]$ privée de la ligne j et de la colonne k.

- *L'influence globale relative, ou Elasticité, $i_{(j) \rightarrow k}^G$* du pôle de demande (j) sur le pôle productif k est égale au rapport de la variation relative induite $\Delta X_k / X_k$ de la production du pôle k à la variation relative initiale $\Delta Y_j / Y_j$ de la demande du pôle (j) :

$$i_{(j) \rightarrow k}^G = \frac{\Delta X_k / X_k}{\Delta Y_j / Y_j} \quad (9)$$

En des termes plus économiques, l'influence globale relative correspond à l'impact global en pourcentage sur l'offre lorsque la demande varie de 1% ; il s'agit donc de l'élasticité.

Les élasticités peuvent également s'écrire $i_{j \rightarrow k}^G = C_{jk} / |A| = C_{jk} / \Delta$, avec C_{ij} comme cofacteur des termes $-\alpha_{ij}$ dans le déterminant $[I-A]$.

Les graphes d'influence permettent de rendre compte des influences globales de l'ensemble des pôles de la structure d'échange. Supposons que seule la demande finale Y_j adressée au pôle j change. Alors, la production du pôle j , puis celle des $(n-1)$ autres pôles changent également de manière concomitante. L'hypothèse faite plus haut de proportionnalité des inputs par rapport aux outputs implique une stabilité des coefficients de débouché et des coefficients techniques. La généralisation aux demandes finales de tous les pôles ne pose pas de problème. Grâce à la linéarité du modèle, la variation simultanée de la demande finale de plusieurs pôles implique la simple additivité de leurs effets. Les graphes d'influence nous permettent donc d'obtenir simultanément les influences globales entre l'ensemble des pôles de la structure.

Tout comme il existe deux manières d'évaluer l'influence, il existe deux types de graphes d'influence :

- Le graphe des influences absolues reprend les sensibilités de l'ensemble des pôles. Grâce à la linéarité du modèle, nous pouvons écrire à partir de la définition de l'influence absolue la relation suivante : $\Delta X_k = \sum_{j=1}^n (I_{(j) \rightarrow k}^G) \cdot \Delta Y_j$ avec $k=1, \dots, n$. Nous pouvons voir à travers cette relation que la variation absolue ΔX_k est une combinaison linéaire des variations absolues ΔY_j de la demande des pôles.
- Le graphe des influences relatives répond également à la même logique que le graphe des influences absolues. Il reprend les élasticités de l'ensemble des pôles. La seule différence est que l'hypothèse de proportionnalité des inputs par rapport aux outputs

s'exprime à travers les coefficients de débouché a_{ij} .

$$\frac{\Delta X_k}{X_k} = \sum_{j=1}^n (i_{j \rightarrow k}^G) \cdot \frac{\Delta Y_j}{Y_j}$$

On dit qu'il y a dominance directe d'un pôle j sur un pôle k si on a : $I_{[j,k]}^D > I_{[k,j]}^D$, soit $\theta_{kj} > \theta_{jk}$.
car $I_{[j,k]}^D = \theta_{kj}$.

On dit qu'il y a dominance globale d'un pôle j sur un pôle k si on a : $I_{j \rightarrow k}^G > I_{k \rightarrow j}^G$.

L'intérêt de ces graphes d'influence réside dans la séparation des effets directs et indirects de la dominance économique. Le modèle permet d'avoir une compréhension subtile de l'impact global des fusions et acquisitions sur un marché. En effet, les fusions et acquisitions ont des répercussions globales sur l'ensemble de la structure d'échange à travers l'influence que les pôles exercent les uns sur les autres.

L'impact des fusions et acquisitions (F&A) sur les influences des pôles devrait dépendre de la variation du cofacteur et de celle du déterminant Δ . L'impact sur l'influence des firmes engagées dans une opération de F&A ne peut être apprécié qu'en comparaison de l'impact correspondant sur les firmes concurrentes. Les quatre cas de figure possibles sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2.2 : impact des F&A sur les influences des pôles.			
Δ	B_{jk}	$i_{(j) \rightarrow k}^G$	
↗	↗	↗	Si l'augmentation de B_{jk} compense l'augmentation de Δ
		↘	Si l'augmentation de B_{jk} ne compense pas l'augmentation de Δ
↗	↘	↘	
↘	↗	↗	
↘	↘	↗	Si la diminution de Δ compense la diminution de B_{jk}
		↘	Si la diminution de Δ ne compense pas la diminution de B_{jk}

Généralement, les fusions ont pour conséquence la réduction de la structure d'échange. Cela entraîne l'augmentation du déterminant Δ . Les deux premières lignes du tableau sont donc les cas les plus communs.

Dans notre modèle, les firmes cherchent à travers les fusions et acquisitions à renforcer leur influence sur un ou plusieurs de ses concurrents. Les autorités de régulation quant à elles ont pour mission de veiller au respect de la libre concurrence tout en garantissant la sécurité

énergétique. Elles attachent donc une attention particulière à l'impact des opérations de fusion et acquisition sur l'agencement interne de la structure d'échange. Dans ce qui suit, nous présenterons les principales propriétés des structures d'échange et nous introduirons quelques indicateurs relatifs à leur agencement interne.

2.2.3. Agencement interne de la structure d'échange.

Nous présenterons tout d'abord les principaux types de structures d'échange, puis nous présenterons quelques propriétés intéressantes de leur agencement interne. Nous verrons notamment l'impact que peuvent avoir les fusions et acquisitions sur les structures d'échange. Et enfin, nous présenterons quelques indicateurs qui nous seront utiles pour décrire les structures d'échange et mesurer le niveau de dépendance et d'interdépendance entre les pôles de la structure.

Enonçons tout d'abord deux hypothèses :

- Les relations entre la structure et l'extérieur sont fixes: les coefficients d_i que nous avons défini plus haut ($d_i = Y_i/X_i$) sont considérés comme des données exogènes. De plus, nous rappelons que la production est écoulee dans sa totalité:

$$(1-a_{ii}) - a_{i1} - \dots - a_{in} = d_i \quad (\text{ou } (1-t_{ii}) - t_{i1} - \dots - t_{in} = w_i)$$
- Les liaisons internes à la structure sont mobiles : la position et l'intensité des relations entre les pôles d'activités sont variables. Les coefficients techniques et les coefficients de débouché sont, par conséquent, variables également.

Il existe trois principaux types de structures. Le premier type de structure est celui où les pôles sont *parfaitement autarciques*, c'est-à-dire que chaque pôle ne consomme que sa propre production. On dit qu'il n'y a pas d'exportation interne, c'est-à-dire pas d'échange entre les pôles de la structure et donc pas de diffusion des perturbations de la production et de la demande des pôles. Le second type de structure est celui d'une *circularité globale*. Chaque pôle importe depuis un seul pôle et exporte vers un seul pôle : le pôle i importe du pôle $i-1$ et exporte vers le pôle $i+1$ (le pôle n exporte vers le pôle 1). Dans ce type de structure, les pôles sont interdépendants les uns des autres. Une autre caractéristique de ce type de structure est qu'elle permet la meilleure diffusion possible des perturbations des pôles. Le troisième type de structure est celui d'une structure strictement triangulaire. Il s'agit d'une structure

hiérarchique marquée par des relations de dépendance stricte entre les pôles : les flux sont dirigés dans un sens unique. Les structures strictement triangulaires permettent également une importante diffusion globale. Cependant, comme les relations entre les pôles sont à sens unique, la diffusion n'est pas parfaite. Il faut noter que le phénomène de circularité s'oppose à celui de l'agencement triangulaire. Néanmoins, Ces trois cas de figures sont purement théoriques. En effet, une structure n'est jamais complètement circulaire ou triangulaire. Ces deux phénomènes sont souvent présents simultanément dans les structures d'échange car la plupart d'entre elles comportent des *autarcies* et des *circularités partielles*. On dit qu'une structure est triangulaire lorsque le phénomène de triangulation est dominant par rapport à celui de la circularité.

Certaines propriétés sur la diffusion globale d'une structure peuvent être établies à partir des caractéristiques du déterminant Δ qui constitue en lui-même un bon indicateur de diffusion globale :

- *Ralentissement dû aux circularités partielles :*

Les circularités partielles ont la particularité de bloquer partiellement ou de ralentir la diffusion globale car l'effet de bouclage devrait perturber le cheminement de l'influence et donc la diffuser vers un nombre limité de pôles

- *Blocage dû aux autarcies polaires :*

À l'instar des circularités partielles, les autarcies polaires entravent la diffusion globale de l'influence de la structure comme l'énonce le théorème (Lantner, 1974) suivant :

“Le déterminant Δ d'une structure d'échanges économiques est une fonction décroissante de l'autarcie des pôles”

- *Processus d'amortissement cumulatif :*

Le théorème (Lantner, 1974) suivant vient conforter l'intuition que plus on ajoute de pôles à la structure, et donc des circuits supplémentaires, et moins la diffusion globale de l'influence est aisée. *“Le déterminant Δ relatif à l'ensemble d'une structure est inférieur ou égal à tout déterminant relatif à une sous-structure.”*

Cela est dû au fait qu'en supprimant un pôle on supprime du même coup les circuits (circularité partielle ou autarcie polaire) qui lui sont rattachés.

- *Rôle des circularités globales dans la diffusion :*

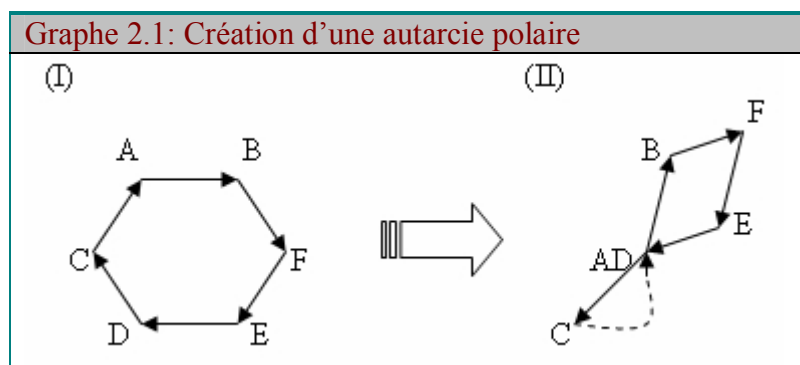
Contrairement aux circularités partielles, les circularités globales tendent à améliorer la diffusion globale de l'influence dans la structure car la communication entre les pôles s'en

trouve facilitée. Cette propriété est confortée par le théorème selon lequel tout court-circuit fait diminuer le déterminant Δ et donc la diffusion globale.

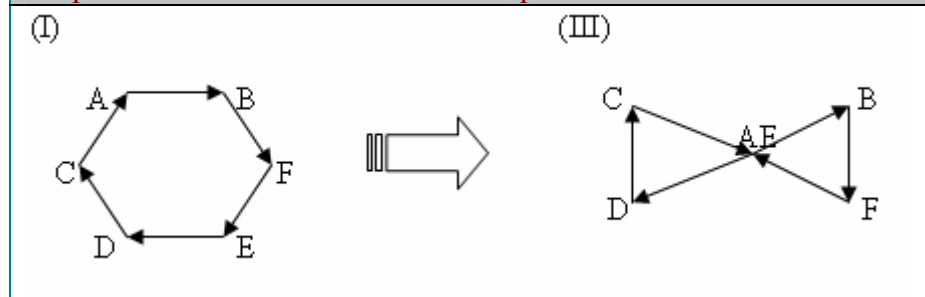
Comme nous avons expliqué précédemment, certaines configurations de structures d'échange permettent une meilleure diffusion globale. Les autorités de régulation cherchent une configuration optimale qui serait en accord avec les objectifs de leur politique. En général, elles souhaitent renforcer la fluidité des échanges en favorisant les fusions et acquisitions qui augmentent la diffusion globale (mais cela augmente également le niveau de dépendance entre les pôles), ou garantir la libre concurrence en favorisant les fusions et acquisitions qui créent des circularités partielles et renforcent l'interdépendance entre les pôles (mais la diffusion globale s'en trouvera réduite). Pour résoudre ce dilemme, les autorités de régulation ont besoin d'appuyer leurs décisions sur une politique industrielle qui fait pour le moment défaut au niveau européen. La libéralisation en Europe du secteur de l'énergie devrait encourager les autorités publiques des pays européens à élaborer et implémenter une politique énergétique commune.

L'impact des fusions et acquisitions sur les structures d'échange:

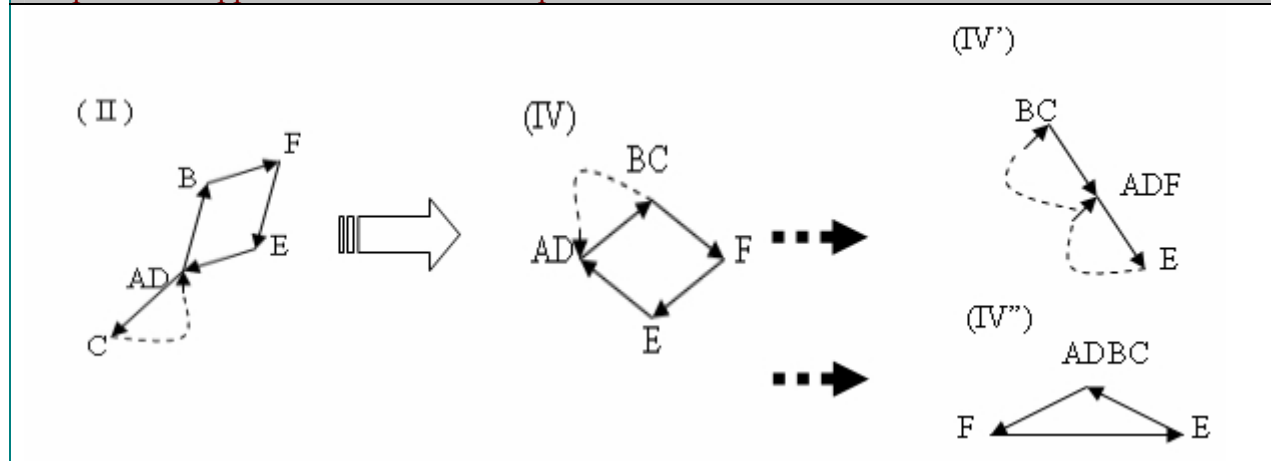
Comme le montre les exemples suivants, les F&A peuvent radicalement transformer l'agencement interne d'une structure d'échange. Elle peuvent créer (ou supprimer) des circularités partielles ou des autarcies polaires. Nous voyons à travers nos exemples comment une structure à circularité globale (I) peut se transformer par fusions successives en une structure avec une autarcie polaire ou avec des circularités partielles pour redevenir soit une structure à circularité globale (IV'') ou une structure plutôt triangulaire (IV').



Graphe 2.2: Création d'une circularité partielle

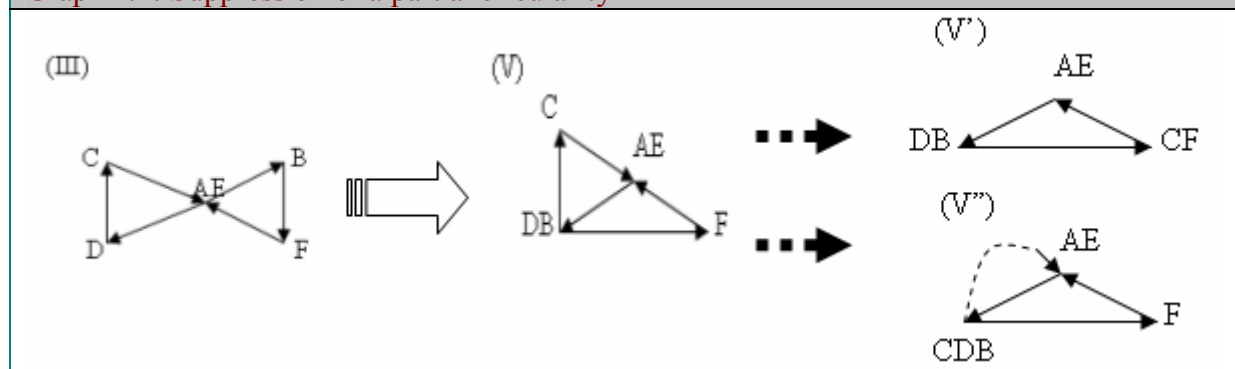


Graphe 2.3: Suppression d'une autarcie polaire.



Il est intéressant de voir qu'une fusion peut renforcer la circularité d'une structure. Mais il est intéressant également de voir que selon les pôles concernés, une fusion peut transformer une structure (IV) en une structure à circularité globale (IV'') ou en une structure triangulaire (IV'). L'agencement interne d'une structure est donc très sensible aux fusions selon les pôles concernés. Cette sensibilité est d'autant plus forte que le nombre de pôle est réduit.

Graph 2.4: Suppression of a partial circularity



Sur cet exemple également, nous pouvons constater la sensibilité de la structure vis-à-vis des fusions et acquisitions. cette sensibilité est inversement croissante par rapport au nombre de pôles. si l'on avait essayé de fusionner le pôle DB au pôle AE, on aurait obtenu une structure triangulaire similaire à (IV'). Ces exemples sont purement illustratifs. Ils ne prennent pas en compte l'intensité des liaisons entre les pôles. Il est donc difficile dans ce cas de dire si un régulateur préférerait une structure à 5 pôles telle que (III) à une structure plus circulaire à 4 pôles telle que (V) ou à 3 pôles telle que (V').

Mesures de la dépendance et de l'interdépendance.

Pour décrire et analyser les structures d'échange, nous utilisons une batterie d'indicateurs ayant été développés par Roland Lantner. Ces indicateurs définissent cinq intervalles. La longueur de chacun d'entre eux dépend de l'importance du phénomène auquel il correspond. La première et la dernière colonne indiquent l'importance de ce que R. Lantner appelle l'hétéroactivité, c'est-à-dire la part des flux allant vers l'extérieur de la structure. La seconde colonne correspond à la part représentant les relations de dépendance et la troisième colonne correspond à la part représentant les relations d'interdépendance. La somme des deux correspond à la part des exportations internes, c'est-à-dire celles des échanges ayant lieu entre les pôles à l'intérieur de la structure. La somme de ces deux colonnes peut être interprétée comme un indicateur d'anti-autarcie. Et enfin, la quatrième colonne correspond à la part des autarcies dans la structure.

Tableau 2.3 : Indicateurs décrivant une structure d'échange.				
$0 \rightarrow \sqrt[n]{\Delta_{\min}}$	$\sqrt[n]{\Delta_{\min}} \rightarrow \sqrt[n]{\Delta}$	$\sqrt[n]{\Delta} \rightarrow \sqrt[n]{\Delta_{\max}^a}$	$\sqrt[n]{\Delta_{\max}^a} \rightarrow \sqrt[n]{\Delta_{\max}}$	$\sqrt[n]{\Delta_{\max}} \rightarrow 1$
Hétéroactivité : Induction Externe.	Dépendance due aux chemins.	Interdépendance due aux circuits.	Autarcie due aux boucles.	Hétéroactivité : Diffusion Externe

La valeur minimale du déterminant est $\Delta_{\min} = \prod d_i$ et lorsque l'on tient compte des relations avec l'extérieur sa valeur maximale est $\Delta_{\max} = 1 - \prod (1 - d_i)$. Si en plus on tient compte des autarcies, la valeur majorant le déterminant est $\Delta_{\max}^a = \prod \beta_{ii} - \prod (\beta_{ii} - d_i)$; où $\beta_{ii} = 1 - a_{ii} = 1 - t_{ii}$. Pour faciliter l'interprétation économique de ces indicateurs, on prend la racine n-ième de Δ_{\min} , Δ_{\max}^a et Δ_{\max} où n représente le nombre de pôles.

2.2.4. Hiérarchisation des pôles par leur degré d'entraînement – multiplicateurs et anti-multiplicateurs.

Nous aborderons dans ce paragraphe le délicat problème de la hiérarchisation des pôles. Tout d'abord selon leur degré de dominance, puis selon leur degré de vulnérabilité (ou de dépendance). L'étude des relations de dominance entre les pôles pris deux à deux n'est satisfaisante que dans le cas d'une structure strictement triangulaire. Il s'agit en effet de la seule structure permettant explicitement d'établir à un ordre total de dominance globale basée sur des relations binaires. Cependant, dans les faits, les structures d'échanges sont rarement strictement triangulaires. Il existe généralement des circularités économiques qui induisent certaines formes de dominance indirecte. Nous privilégierons donc l'approche plus globale des coefficients de multiplication développée par R. Lantner (1974). Ces multiplicateurs (ou coefficients de multiplication) établissent une hiérarchisation des pôles selon leur degré de dominance globale. Notons qu'il existe également des anti-multiplicateurs permettant d'établir une hiérarchisation des pôles selon leur degré de vulnérabilité (ou de dépendance) globale. Pour chacun de ces types de hiérarchisation il existe deux optiques différentes : celle d'une hiérarchisation par le degré d'entraînement la demande et celle par le degré d'entraînement de l'offre. Dans la suite de ce paragraphe, nous verrons tout d'abord la méthode de triangulation d'un tableau d'échanges. Nous en expliciterons les insuffisances. Puis nous présenterons l'approche par "l'ordre de multiplication" qui est une approche plus globale – et donc plus satisfaisante – de la hiérarchisation des pôles de dominances.

La dominance – l'approche par la méthode de triangulation d'un tableau d'échange

La méthode consiste en la triangulation de la matrice représentative des échanges entre les différents pôles d'une structure. Sa faiblesse est qu'elle ne prend en considération que des relations binaires directes entre les pôles. F. Perroux – "L'économie du XXe siècle", page 66 – définit la domination directe entre deux pôles de la manière suivante : "A ne considérer que deux unités économiques, nous dirons que A exerce un effet de domination sur B quand, abstraction faite de toute intention particulière de A, A exerce une influence déterminée sur B, sans que la réciproque soit vraie ou sans qu'elle le soit au même degré. Une dissymétrie ou irréversibilité de principe ou de degré est constitutive de l'effet en examen". Dans les faits, la notion de domination se base sur la notion de "meilleur client" : Le pôle A domine le pôle B si le pourcentage dans la production de B des achats de A est supérieur au pourcentage dans la production de A des achats de B. Se basant principalement sur cette relation "meilleur client",

la méthode de triangulation est présentée par D.Masson – “Méthode de triangulation du tableau européen des échanges interindustriels”, Revue Economique, 1960 – de la manière suivante : “ranger les industries qui le composent suivant un ordre tel que toute industrie prise à un point quelconque de cet ordre ne se procure les approvisionnements dont elle a besoin pour son fonctionnement qu’auprès d’industries placées après elles”. La méthode de triangulation, bien qu’elle tende à rapprocher un système d’échanges d’une structure triangulaire, ne permet pas de supprimer les effets des circularités et/ou des interdépendances sans introduire des erreurs plus ou moins importantes. Il existe trois principaux problèmes s’opposant à l’efficacité de cette méthode. Le premier de ces problèmes réside dans l’intransitivité de la relation “meilleur client”. C’est à dire que si l’on considère trois pôles A, B et C, alors “A meilleur client de B” et “B meilleur client de C” n’implique pas forcément “A meilleur client de C”. Cette intransitivité interdit donc d’extrapoler sur l’effet de dominance globale, directe ou indirecte, dans l’ensemble de la structure et à fortiori d’obtenir une classification globale des pôles de dominance. La seule structure qui autorise la transitivité est la structure triangulaire pour laquelle il y a absence totale de circularité et d’interdépendance entre les pôles. Le second problème est que l’on ne prend en compte que les relations directes occultant ainsi les effets de dominance indirecte. Le troisième problème tient au fait que l’on ne considère un pôle que comme un élément d’un binôme et non comme un élément d’un ensemble solidaire composant la structure. L’approche par “l’ordre de multiplication” permet de contourner ces problèmes.

La dominance – L’approche par “l’ordre de multiplication”

Dans son livre “Théorie de la dominance économique”, Roland Lantner montre, en recourant à la théorie du multiplicateur matriciel, que “le multiplicateur associé à la demande finale qui s’adresse à la branche constitue un précieux indicateur de hiérarchie, permettant l’unification, à un niveau qualitativement supérieur, de tous les modèles d’ordonnement précédemment envisagé”. En effet, le multiplicateur associé à un pôle permet de préciser son degré d’entraînement des échanges globaux dans l’ensemble de la structure tout en prenant en compte les effets directs et indirects, les phénomènes d’amplification ou encore celui des circularités partielles.

Soit une variation de la demande finale agrégée ΔD_i s’adressant au pôle productif i et induisant une variation ΔX du niveau de la production totale de X . Nous définirons le

multiplicateur d'activité m_i d'un pôle d'activité comme étant le rapport $\mathbf{m}_i = \Delta \mathbf{X} / \Delta \mathbf{D}_i$. La production totale X s'écrit : $X = \sum_{j=1}^n X_j$.

R. Lantner a montré que les multiplicateurs m_i sont solutions d'un système d'équations linéaires simultanées (ci-contre) dont la résolution présente l'avantage d'être rapide et opérationnelle quelle que soit la taille de la structure :

\tilde{T} étant la matrice transposée de T .

$$[I - \tilde{T}] \begin{bmatrix} m_1 \\ \dots \\ m_i \\ \dots \\ m_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ 1 \end{bmatrix}$$

De manière plus simple, on peut calculer les multiplicateurs de la manière suivante : $\mathbf{m}_i = |[\mathbf{I} - \mathbf{T}]^*| / \Delta$ où $[\mathbf{I} - \mathbf{T}]^*$ est la matrice $[\mathbf{I} - \mathbf{T}]$ dont les coefficients de la colonne i sont égaux à 1. Le multiplicateur m_i peut également obtenu faisant la somme en colonne des influences globales absolues du pôle i . On obtient ainsi une hiérarchisation de la dominance des pôles basée sur la capacité d'entraînement de leur demande sur l'ensemble de la structure (dominance par la demande).

La vulnérabilité (ou dépendance globale des pôles) – Les anti-multiplicateurs.

Si les multiplicateurs mesurent l'influence d'un pôle (ou encore sa dominance) sur l'ensemble des pôles d'un système d'échange, les anti-multiplicateurs mesure, à l'inverse, sa dépendance (ou encore vulnérabilité) vis-à-vis de l'ensemble des autres pôles. Afin de calculer la vulnérabilité d'un pôle par rapport à une variation de la demande, nous supposons que, en réponse à une augmentation ΔD_j de la demande d'un pôle j , l'ensemble des productions des pôles progressent uniformément d'un taux défini k par rapport à la variation de la demande qui leur est adressée, soit : $\Delta D_1 / X_1 = \dots = \Delta D_j / X_j = \dots = \Delta D_n / X_n = k$.

L'effet final induit par ces variations de demande sur la production de chaque pôle peut être mesuré par les variations relatives de production : $\mathbf{P}_j = \Delta X_j / X_j$. Ainsi, notre anti-multiplicateur est caractérisé par le rapport $\mathbf{am}_j = \mathbf{P}_j / k$ mesurant le degré de dépendance du pôle j à l'égard du reste de la structure du fait des variations de sa demande. Ces anti-multiplicateurs peuvent être facilement calculés grâce aux coefficients de la matrice $[\mathbf{I} - \mathbf{A}]$.

Nous utiliserons plus loin ces multiplicateurs et anti-multiplicateur afin d'identifier les pôles de dominance et les pôles dépendance dans les industries électriques et gazières Européennes.

L'approche par l'ordre de multiplication présente trois avantages qui lui confèrent une supériorité sur la méthode de triangulation d'un tableau d'échange :

- Les effets directs ne sont plus arbitrairement dissociés des effets indirects et des effets de circuits. On obtient ainsi un instrument permettant de prendre simultanément la position, l'orientation et l'intensité des liaisons entre les pôles.
- L'ordre de multiplication est une généralisation du critère de "meilleur client" sur lequel se fonde l'approche de triangulation. De ce fait, les industries ne sont plus classées deux à deux mais par rapport à leur position dans l'ensemble de la structure. On a donc une approche réellement globale de la hiérarchisation des pôles de dominance.
- Le caractère global de cette approche permet de s'affranchir des problèmes transitivité des relations de dominance : la hiérarchie ainsi définie est complète car les relations intransitives ne sont pas éliminées selon une procédure de "minimisation des objections" comme c'est le cas avec la triangulation.

2.2.5. Application aux fusions et acquisitions dans le secteur énergétique.

Aucune des théories que nous avons présentées dans la première section de ce chapitre n'explique complètement le phénomène des fusions et acquisitions (F&A). Chacune met en lumière un aspect de ce phénomène au détriment d'autres aspects jugés d'une importance mineure. Contrairement à ce que l'on pourrait penser, ces théories ne sont pas antinomiques mais plutôt complémentaires. Brouthers, Van Hastenburg et Van Den Ven (1998) ont mis en évidence le fait qu'il existe dans la plupart des cas plusieurs raisons motivant une décision de F&A. Angwin (2001) a étudié la prise de décision d'une F&A comme un processus complexe au sein duquel interagissent différents types de motivations. Notre adaptation du modèle de dominance économique est donc une pièce supplémentaire dans le corpus théorique relatif aux fusions et acquisitions. Cette nouvelle théorie des fusions et acquisitions est basée sur une approche globale des flux commerciaux au sein d'un marché. Elle intègre à la fois les préoccupations des firmes et les préoccupations du régulateur. Selon ce modèle, la principale raison motivant les fusions et acquisitions est la volonté des firmes de renforcer leur dominance économique. A travers leurs fusions et acquisitions, les firmes électriques cherchent à acquérir une plus grande dominance économique sur le reste de l'industrie, c'est-à-dire de rendre plus dépendant vis-à-vis de leurs exportations les autres marchés européens et

leurs compagnies nationales. Cela leur permettrait de passer progressivement d'un statut de « price taker » à un statut de « price maker ». Elles bénéficieraient ainsi dans une certaine mesure d'un relatif pouvoir de marché. Cette approche est en opposition avec le phénomène de « merger paradox » qui stipule que les fusions et acquisitions bénéficient plus aux firmes concurrentes qu'aux firmes engagées dans les fusions et acquisitions.

L'un des objectifs des firmes est d'accroître leur dominance économique sur le système en y occupant une place qui renforcerait leur influence vis-à-vis de chacune des autres firmes. Cela leur permet entre autre d'améliorer les conditions d'approvisionnement en amont et de fourniture en aval. Elles ont donc tendance à agir en faveur d'une structure d'échange triangulaire caractérisée par de fortes relations de dépendance. Mais dans le cadre d'un marché librement concurrentiel, cette structure reste improbable car les forces de la concurrence poussent les firmes dominées à remettre en cause les rapports de domination. Quant à l'autorité de régulation, elle souhaiterait augmenter le taux de diffusion et éviter les structures trop triangulaires. Le régulateur fait face à un dilemme qui consiste à choisir entre le renforcement de l'interdépendance entre les pôles et la diffusion des flux au sein du système d'échange. Le renforcement de l'interdépendance est un des moyens pour le régulateur de limiter les pouvoirs de marché et donc de favoriser la libre concurrence au sein du marché. Le taux de diffusion a également son importance pour le régulateur car une bonne diffusion améliore l'accessibilité des pôles et contribue donc à rendre le marché plus homogène. Par conséquent, dans le cas des industries de l'énergie, un taux de diffusion élevé devrait améliorer la sécurité énergétique dans le sens où l'accessibilité à l'énergie serait renforcée. Nous pouvons remarquer qu'en général le taux de diffusion est d'autant plus grand que le nombre de pôles diminue. La suppression des intermédiaires responsables d'importants problèmes d'agence et d'asymétrie de l'information entre les firmes devrait réduire les coûts de transaction et renforcer la diffusion des flux à travers la structure d'échange.

Dans leur course à la dominance, les firmes créent et suppriment selon leurs stratégies des circularités partielles et des autarcies polaires. Comme le taux de diffusion et le taux de triangulation évoluent souvent dans le même sens, le régulateur sera souvent confronté à un dilemme lui demandant de choisir entre une augmentation du taux de diffusion et une diminution du taux de triangulation, c'est-à-dire entre dépendance et interdépendance ou encore entre la sécurité énergétique et la libre concurrence. Ce choix doit être fait selon les

priorités stratégiques du régulateur telles qu'elles ont été définies par la politique industrielle et énergétique de son pays.

Notre approche des fusions et acquisitions n'entre pas en opposition avec la théorie des vagues de fusion et acquisition. Ces vagues sont principalement déclenchées par trois facteurs : une forte croissance économique, l'émergence d'une technologie de rupture à l'origine de « grappes » d'innovations et l'évolution de la régulation et de la législation. Lorsqu'un ou plusieurs de ces facteurs change les rapports de dominance à l'avantage de certaines firmes, les autres firmes réagissent notamment en fusionnant afin de modifier leur positionnement stratégique. Ces fusions et acquisitions constituent elles-mêmes des perturbations susceptibles de modifier la structure d'échange et donc les rapports de dominance entre les pôles. Il existe donc un effet d'entraînement qui renforce le phénomène des vagues de fusions et acquisitions.

Le « Merger Paradox » mis en évidence par Salant, Switzer and Reynolds (1983) n'a pas de raison d'être dans une approche de dominance économique. En effet, les firmes ne maximisent plus leurs profits mais leur dominance économique. Celle-ci leur permettra de pérenniser leurs profits de manière optimale ; c'est-à-dire de se garantir un niveau relativement élevé de profit sur le long terme. Le rétrécissement de la structure a tendance à favoriser la dominance des firmes dans leur ensemble. Nous pourrions donc penser qu'il existe un phénomène de passager clandestin pour les firmes ne participant pas à une fusion. Cependant, du fait de la nouvelle configuration de la structure, certaines de ces firmes pourraient subir une perte de dominance qui contrebalancerait les gains de dominance dus au rétrécissement de la structure. Dans la mesure où les firmes ne participant pas à la fusion sont susceptibles de perdre de leur dominance économique que ce soit de manière absolue ou relative, il n'existe pas de phénomène de passager clandestin. Lors d'une fusion, même si la production de la nouvelle entité est inférieure à celles des deux firmes qui la composent, sa situation au sein de la structure devrait quand même renforcer la dominance économique de chacun des partenaires ou du moins de la firme acquérante. En renforçant sa position "topographique" au sein de la structure d'échange, la nouvelle firme s'inscrit donc dans une stratégie de long terme qui se traduit par l'acquisition d'une plus grande dominance économique.

Notre approche est également donc en accord avec le principe d'efficacité des marchés. Le renforcement des positions de dominance économique résultant d'une fusion est clairement le fait de synergies entre les firmes. Une fusion augmente la dominance économique des firmes engagées dans la fusion grâce à des synergies commerciales. Cela est illustré dans le graphe 2.1. La nouvelle firme AD profite d'une meilleure position au sein de la structure (II) que chacune des firmes A et D au sein de la structure (I). Grâce à la fusion, la nouvelle firme a acquis une plus grande influence économique vis-à-vis des firmes C, B et E. D'autres types de synergies telles que celles relatives à la pénétration des marchés, à l'acquisition de nouvelles technologies et/ou au contrôle de l'amont et de l'aval peuvent également avoir un impact important sur les flux entre la nouvelle firme et ses concurrentes. Toutes ces synergies ont un impact direct (à court terme ou long terme) sur les flux de production et donc sur les rapports de dominance économique. En effet, sur la base de ces synergies, la nouvelle firme AD pourrait être dans la capacité de réduire le niveau des inputs et augmenter celui des outputs des firmes A et D, et donc augmenter ainsi sa dominance économique dans le cas d'une dominance par l'offre. Quant à la notion d'influence, elle est différente de celle de pouvoir de marché que l'on connaît dans la théorie du pouvoir de monopole. La notion de pouvoir de marché se réfère à la capacité d'une firme d'altérer les prix du marché alors que la notion d'influence se réfère à la capacité d'une firme de modifier les rapports de dominance issus de l'offre et de la demande entre toutes les firmes appartenant à un même système économique. Contrairement à la notion de pouvoir de marché, les firmes peuvent être clientes et/ou fournisseurs l'une de l'autre en plus des livraisons effectuées à leurs clients finaux. Notre approche est donc basée sur une analyse globale de la relation entre une firme et le système économique à laquelle elle appartient.

2.2.6. Les fusions et acquisitions dans le processus de création valeur.

Dans le modèle que nous avons utilisé, le succès d'une fusion-acquisition dépend essentiellement des synergies et de l'influence qu'une firme peut acquérir grâce à son nouveau positionnement dans le système d'échange. Ces deux facteurs de succès ont un effet positif sur la valeur de la firme.

Les fusions et acquisitions résultant d'une stratégie de dominance économique augmentent la valeur de la firme acquerrante en permettant l'exploitation de synergies potentielles provenant

de la complémentarité avec la firme cible. En plus des éventuelles synergies financières et managériales, une part importante de l'augmentation de la valeur de la firme provient des synergies opérationnelles. Grâce à la rationalisation des activités du nouveau groupe constitué, des économies d'échelle et de gamme sont effectuées tout au long de la chaîne de valeur de la compagnie. Ces réductions de coûts sont plus visibles pour des fusions et acquisitions impliquant des firmes de même nationalité car elles ont généralement pour objectif de renforcer leur position sur leur marché national en érigeant des barrières à l'entrée « naturelles » afin de compenser la suppression des barrières légales et réglementaires. Les autres synergies opérationnelles sont plus perceptibles dans notre adaptation du modèle de dominance économique : les synergies provenant de la pénétration des marchés permettent à la firme d'effectuer des arbitrages de prix entre différentes zones géographiques. Les synergies provenant de l'acquisition de nouvelles technologies permettent de réduire les coûts ou les délais de production par rapport aux concurrents, et donc d'améliorer la flexibilité de l'offre. Les synergies provenant du contrôle de l'amont et de l'aval permettent de réduire les risques de marchés inhérents à l'activité de la firme. Par ailleurs, la firme acquerrante peut s'approprier les marges réalisées par la firme cible située en amont ou en aval et ainsi renforcer sa présence tout au long de la chaîne de valeur.

L'influence représente la capacité d'une firme d'altérer l'offre et/ou la demande de chacune des autres firmes du système économique, et par conséquent d'affecter le marché dans un sens qui lui est favorable. Par ailleurs, l'augmentation des quantités échangées améliore également le pouvoir de négociation des firmes fusionnantes. Du fait de la limite des capacités de transport et de la difficulté de les accroître à court terme, ce pouvoir de négociation est d'autant plus important lorsqu'on se trouve dans une industrie de réseau telle que l'industrie électrique ou l'industrie gazière. Les firmes qui initient une fusion-acquisition sous une stratégie de dominance économique ont de bonnes chances de créer de la valeur. En effet, elles économisent sur les coûts de transaction et permettent ainsi d'augmenter les cash-flows et/ou de réduire les risques, ce qui a pour conséquence de réduire le coût du capital. Nous pouvons donc dire que le renforcement de la dominance économique fait partie du processus de création de valeur de la firme

Pour conclure, nous pouvons dire que cette approche des fusions et acquisitions par la dominance économique a le mérite de concilier les préoccupations de la théorie du pouvoir de

monopole avec ceux de la théorie de l'efficacité économique – deux théories considérées comme antinomiques dans la littérature économique.

2.3. Etude empirique sur les fusions et acquisitions dans le secteur européen de l'énergie.

Cette section sera consacrée à l'analyse empirique du phénomène des fusions et acquisitions qui ont eu lieu en Europe consécutivement à la libéralisation du secteur de l'énergie. Le premier paragraphe sera consacré à l'application du modèle de dominance économique à l'industrie électrique européenne. Elle sera basée sur des données de l'AEI/OCDE sur les échanges intereuropéens d'électricité. Le second paragraphe sera consacré à l'étude empirique des fusions et acquisitions qui ont eu lieu dans l'industrie électrique en Europe entre 1998 et 2003. Nous avons utilisé et traité des données collectées par le CERN. Nous essaierons de montrer que les fusions et acquisitions dans l'industrie suivent dans une certaine mesure une logique de dominance économique. Nous espérons ainsi valider l'approche théorique sur les fusions et acquisitions que nous avons développée dans la section précédente. Et enfin, dans le dernier paragraphe nous présenterons un scénario possible concernant la future restructuration du secteur de l'énergie en Europe et nous en discuterons quelques unes des conséquences sur la sécurité énergétique du Continent.

2.3.1. Application empirique du modèle de dominance économique pour l'industrie électrique européenne.

Nous avons appliqué le modèle de dominance économique aux échanges intereuropéens d'électricité (GWh) en exploitant des données de l'année 2004 issues des statistiques de l'AIE/OCDE (2005) concernant 18 pays européens. Nous les avons classés en 4 régions selon la concentration des échanges. Pour l'Europe du Sud nous avons l'Espagne, l'Italie, le Portugal et la Grèce. Pour l'Europe de l'ouest nous avons l'Irlande, la Grande-Bretagne, la France, la Belgique et les Pays-Bas. Pour l'Europe du Nord et l'Europe centrale nous avons

l'Allemagne, l'Autriche, la Suède, le Danemark, la Finlande et la Norvège. Et enfin, pour l'Europe de l'Est nous avons la Hongrie, la République Tchèque et la Pologne. Les données concernant les exportations de la France en 2004 n'étant pas disponibles, nous nous sommes contentés des données les plus récentes à savoir celles de l'année 2001. Nous appliquons ce modèle de dominance économique au secteur de la production d'électricité. Nous supposons que l'accès des tiers aux réseaux est garanti sur les réseaux de distribution et de transport. Par conséquent, le rôle de ces secteurs est supposé neutre.

Nous avons considéré dans notre application du modèle que la dominance économique se faisait par l'offre, c'est-à-dire que plus un pôle produit et plus il doit consommer des inputs provenant des autres pôles. En pratique, cela traduit le fait que plus un pays produit pour faire face à sa demande intérieure et plus il entame ses capacités de réserve. Le pays importe donc de l'électricité pour restaurer ses capacités de réserves qui lui permettent de toujours maintenir ses capacités de production au dessus de la demande qui lui est adressé et de mieux gérer les tensions de marché dues aux aléas de la demande. Notre analyse sera basée sur les influences globales absolues. Nous utiliserons donc les coefficients techniques t_{ij} de la matrice T .

Comme nous pouvons le constater dans le tableau ci-dessous, une large proportion de la production électrique d'un pays est destinée au marché national. Si nous prenions en compte ces flux, nous aurions une structure d'échange très autarcique qui aurait occulté la structure des échanges internationaux à laquelle nous nous intéressons. Nous avons donc considéré qu'il n'y avait pas d'autoconsommation d'électricité, et les coefficients d'autoconsommation a_{ii} ($= t_{ii}$) sont donc nuls. Les β_{ii} sont donc égaux à 1. Les autarcies sont donc inexistantes dans notre structure d'échange. De cette manière, nous pouvons mieux comprendre les relations de dominance économique entre les différents pays Européens à travers leurs échanges d'électricité.

Tableau 2.4: outputs et demande finale des pays européens

Pays	Production	Total Imports	Total Exports	(ressources = prod + import)	(ressources - export)
				Ressources (Xi)	Demande finale (Yi)
Spain	280 288	8899	9288	289 187	279 899
Italy	303 391	21054	772	324 445	323 673
Portugal	45 131	8531	2131	53 662	51 531
Greece	59 314	196	1414	59 510	58 096
Ireland	25 600	1574	0	27 174	27 174
United Kingdom	395 894	11522	2294	407 416	405 122
France [2001 data]	572 234	3609	62895	575 843	512 948
Belgium	85 590	16281	5213	101 871	96 658
Netherlands	100 788	21410	5188	122 198	117 010
Germany	616 208	40567	35718	656 775	621 057
Austria	61 103	15846	7086	76 949	69 863
Sweden	151 750	15084	17750	166 834	149 084
Denmark	40 545	9011	11545	49 556	38 011
Finland	85 797	1103	6797	86 900	80 103
Norway	110 628	15220	3828	125 848	122 020
Hungry	42 285	479	738	42 764	42 026
Czech Rep.	84 753	9309	19211	94 062	74 851
Poland	154 213	3417	11982	157 630	145 648

Le tableau 2.5 nous donne les échanges d'électricité en 2004 entre nos 18 pays européens selon des données de AIE/OCDE.

Tableau 2.5 : les échanges européens d'électricité en 2004 (Gwh)

Les échanges intra-européens d'électricité en 2004 (GWh)
Source: OCDE

PARTNERS (j)	SPA	ITA	POR	GRE	IRE	UK	FRA	BEL	NETH	GER	AUS	SWE	DEN	FIN	NOR	HUN	CZE	POL	Total Exports
COUNTRY (i)																			
Spain	0		8 531				757												9 288
Italy		0		196			576												772
Portugal	2 131		0																2 131
Greece		1 414		0															1 414
Ireland					0														0
United Kingdom					1 574	0	720												2 294
France [2001 data]	6 768	18 030				11 522	0	11 651		14 924									62 895
Belgium							1 160	0	4 053										5 213
Netherlands								4 630	0	558									5 188
Germany							396		17 357	0	9 608	1 447	3 563				143	3 204	35 718
Austria		1 610								4 987	0					479	10		7 086
Sweden										1 294		0	3 955	1 008	11 280			213	17 750
Denmark										5 381		2 383	0		3 781				11 545
Finland												6 638		0	159				6 797
Norway												2 240	1 493	95	0				3 828
Hungry											738					0			738
Czech Rep.										12 973	6 238						0		19 211
Poland										450		2 376					9 156	0	11 982
Total Imports	8 899	21 054	8 531	196	1 574	11 522	3 609	16 281	21 410	40 567	15 846	15 084	9 011	1 103	15 220	479	9 309	3 417	203 850

Le tableau 2.6 affiche les indicateurs dérivant l'agencement interne de la structure d'échange. Elle nous permet de mieux appréhender la nature de cette structure d'échange.

Tableau 2.6 : Agencement interne de la structure d'échange.

Analyse de l'agencement interne de la structure d'échange						
Delta-i => di = D/Xi						
	Ressources (Xi)	Demande finale (Yi)	di = demande finale / Ressources	beta-i	(1 - di)	(betas-i - di)
Spain	289 187	279 899	0,9679	1	0,0321	0,0321
Italy	324 445	323 673	0,9976	1	0,0024	0,0024
Portugal	53 662	51 531	0,9603	1	0,0397	0,0397
Greece	59 510	58 096	0,9762	1	0,0238	0,0238
Ireland	27 174	27 174	1,0000	1	0,0000	0,0000
United Kingdom	407 416	405 122	0,9944	1	0,0056	0,0056
France [2001 data]	575 843	512 948	0,8908	1	0,1092	0,1092
Belgium	101 871	96 658	0,9488	1	0,0512	0,0512
Netherlands	122 198	117 010	0,9575	1	0,0425	0,0425
Germany	656 775	621 057	0,9456	1	0,0544	0,0544
Austria	76 949	69 863	0,9079	1	0,0921	0,0921
Sweden	166 834	149 084	0,8936	1	0,1064	0,1064
Denmark	49 556	38 011	0,7670	1	0,2330	0,2330
Finland	86 900	80 103	0,9218	1	0,0782	0,0782
Norway	125 848	122 020	0,9696	1	0,0304	0,0304
Hungry	42 764	42 026	0,9827	1	0,0173	0,0173
Czech Rep.	94 062	74 851	0,7958	1	0,2042	0,2042
Poland	157 630	145 648	0,9240	1	0,0760	0,0760
Produit			0,276841	1	0	0
Determinant 0,991282589						
Demande Finale = Ressources - exportations Ressources = production + importation						
Racine 10e du Determinant 0,999513694						
Racine 18e						
det min = produits des deltas-i	0,276841	0,931135294				
det max = 1 - produit (1-deltas-i)	1	1				
det maj = [prod betas-i] - [prod (betas-i - deltas-i)]	1	1				
Indicateur de l'agencement interne de la structure d'échange						
Hétéroactivité - Induction externe	0	0,931135294	0	→	$\sqrt[n]{\Delta_{\min}}$	
Dépendance due aux chemins	0,931135294	0,99951	$\sqrt[n]{\Delta_{\min}}$	→	$\sqrt[n]{\Delta}$	
Interdépendance due aux circuits	0,99951	1	$\sqrt[n]{\Delta}$	→	$\sqrt[n]{\Delta^2}$	
Autarcie due aux boucles	1	1	$\sqrt[n]{\Delta^2}$	→	$\sqrt[n]{\Delta_{\max}}$	
Hétéroactivité - Diffusion externe	1	1	$\sqrt[n]{\Delta_{\max}}$	→	1	

La première chose que nous pouvons remarquer de l'analyse de l'arrangement interne de la structure est que l'hétéroactivité (induction externe – représente ce qui sort de la structure pour aller vers la demande finale) représente 92,6% de l'influence au sein de la structure. Les influences dues aux échanges intereuropéens représentent seulement 7,4% de la structure d'échange. Cela montre la faiblesse des flux intereuropéens d'électricité en comparaison des flux nationaux. Cependant, compte tenu compte tenu des caractéristiques particulières des systèmes électriques dont la stabilité est garantie par un strict équilibre entre l'offre et la demande, ces échanges sont suffisants pour appliquer la théorie de la dominance économique. En effet, en période de pointe les prix sont très sensibles au niveau général de l'offre. De petites quantités d'électricité peuvent donc suffire pour exercer momentanément un certain pouvoir de marché. Lorsque nous analysons ces 7,4%, nous pouvons voir que les relations entre les pays sont surtout caractérisées par des rapports de dépendance. En effet, la dépendance véhiculée par les chemins représente 994/1000 des échanges intereuropéens, alors que l'interdépendance due aux circuits ne représente que 6/1000 de ces échanges. Les échanges intereuropéens sont donc surtout caractérisés par des relations de dépendances entre

les pôles. Cela est dû au nombre limité de circularités partielles. Par conséquent, nous pouvons dire que l'industrie électrique européenne possède une structure fortement triangulaire. Par ailleurs, comme on peut le remarquer en comparant la matrice T et le tableau des influences globales absolues, les influences globales sont très proches en valeur des influences directes.

En visualisant la structure d'échange de l'industrie électrique on s'aperçoit assez rapidement qu'il existe une concentration régionale des échanges européens. Il s'agit d'une conséquence directe du fait que nous étudions une industrie de réseau. Les échanges sont logiquement plus aisés entre deux pays frontaliers qu'entre deux pays non frontaliers. Pour avoir une idée plus précise du degré d'interdépendance entre les régions, nous pouvons utiliser le théorème de la partition³⁹ : “[...] the Leontief matrix is divided into square submatrices, *the determinant of the Leontief matrix is smaller than the product of the determinants of the submatrices*. The difference is a measure of the interdependence between the submatrices (due to the linkage terms between them)”. Le niveau d'interconnexion (ou d'interdépendance) entre les quatre régions que nous avons définies est mesuré par la différence entre le déterminant de la matrice [I-T] et le produit des déterminants des sous matrices carrées représentant chaque région. Nous avons donc $0,9919 - 0,9912 = 0,0007$. Cette différence est en fait très faible si on la compare à $\Pi \beta_{ii} - |A| = 1 - 0,9912 = 0,0088$ (Cas où on considère chaque pays séparément). L'industrie électrique européenne qui a été décrite par un grand nombre d'auteurs comme une « juxtaposition de marchés nationaux »⁴⁰ possède donc également une structure régionale naissante. Comme nous le verrons dans notre étude empirique, la majorité des fusions et acquisitions sont nationales. Cependant le processus de libéralisation tend à renforcer l'intégration régionale des marchés européens.

³⁹ R. Lantner and F. Carlier “Spatial dominance: a new approach to the estimation of interconnectedness in regional input-output tables”, [The Annals of Regional Science](#) (July, 2004)

⁴⁰ FINON D., « L'intégration des marchés électriques européens : de la juxtaposition de marchés nationaux à l'établissement d'un marché régional », *Economies et Sociétés*, Série Economie de l'Energie, n. 8, janv.-fév. 2001, p. 55-87.

Tableau 2.7: matrice [I-T] correspondant à la structure d'échange de l'industrie électrique

Deteminant de [I-T] = $\Delta = 0,99128$ ■ >0,01 ■ < 0,01

Matrix [I-T]	SPA	ITA	POR	GRE	IRE	UK	FRA	BEL	NETH	GER	AUS	SWE	DEN	FIN	NOR	HUN	CZE	POL	di = demande Finale / Ressources
Spain	1	0	-0,159	0	0	0	-0,001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9879
Italy	0	1	0	-0,003	0	0	-0,001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9976
Portugal	-0,007	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9803
Greece	0	-0,004	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9762
Ireland	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,0000
United Kingdom	0	0	0	0	-0,058	1	-0,001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9944
France [2001 data]	-0,023	-0,056	0	0	0	-0,028	1	-0,114	0	-0,023	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8908
Belgium	0	0	0	0	0	0	-0,002	1	-0,033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9488
Netherlands	0	0	0	0	0	0	0	-0,045	1	-0,001	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9575
Germany	0	0	0	0	0	0	-0,001	0	-0,142	1	-0,125	-0,009	-0,072	0	0	0	-0,002	-0,020	0,9456
Austria	0	-0,005	0	0	0	0	0	0	0	-0,008	1	0	0	0	0	-0,011	0	0	0,9079
Sweden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,002	0	1	-0,080	-0,012	-0,090	0	0	-0,001	0,8936
Denmark	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,008	0	-0,014	1	0	-0,030	0	0	0	0,7870
Finland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,040	0	1	-0,001	0	0	0	0,9218
Norway	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,013	-0,030	-0,001	1	0	0	0	0,9898
Hungry	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,010	0	0	0	0	1	0	0	0,9827
Czech Rep.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,020	-0,081	0	0	0	0	0	1	0	0,7858
Poland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,001	0	-0,014	0	0	0	0	-0,097	1	0,9240

Tableau 2.8: influences globales absolues (sensibilités)

■ >0,05 ■ < 0,05

Influences Globales Absolues	SPA	ITA	POR	GRE	IRE	UK	FRA	BEL	NETH	GER	AUS	SWE	DEN	FIN	NOR	HUN	CZE	POL
Spain	1	0	0,007	0	0	0	0,023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	0	1	0	0	0	0	0,056	0	0	0	0,005	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0,159	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ireland	0	0	0	0	1	0,058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
United Kingdom	0	0	0	0	0	1	0,028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
France [2001 data]	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgium	0	0	0	0	0	0	0,115	1	0,046	0,007	0	0	0	0	0	0	0	0
Netherlands	0	0	0	0	0	0	0,007	0,033	1	0,143	0	0	0	0	0	0	0	0
Germany	0	0	0	0	0	0	0,023	0	0	1	0,008	0	0,008	0	0	0	0,020	0
Austria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,125	1	0	0	0	0	0,010	0,084	0,008
Sweden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,010	0	1	0,015	0,040	0,014	0	0	0,014
Denmark	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,073	0	0,083	1	0	0,031	0	0	0
Finland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,012	0	1	0	0	0	0
Norway	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,092	0,031	0,005	1	0	0	0
Hungry	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,011	0	0	0	0	1	0	0
Czech Rep.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,097
Poland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,020	0	0	0	0	0	0	0	1
Multiplicateurs mi	1,162	1,005	1,009	1,004	1,000	1,059	1,263	1,037	1,048	1,389	1,027	1,195	1,060	1,049	1,049	1,010	1,113	1,126

Les influences globales absolues (sensibilités) dans le tableau 2.8 se lisent comme suit : lorsque la demande finale du Portugal augmente de 1GWh, le pays augmente ses importations d'Espagne de 0,159 GWh. Il est équivalent de dire que les importations du Portugal en provenance d'Espagne représentent 15,9% de la demande finale du Portugal. Par soucis de clarté, nous n'avons répertorié dans le tableau 2.7 que les influences directes supérieures à 0,001 et dans le tableau 2.8 les influences globales supérieures à 0,005.

Certains marchés nationaux ont une plus grande influence sur le système d'échange que d'autres. L'agrégation des influences particulières des pôles est une indication de la capacité d'entraînement de leur demande sur l'ensemble de la structure, c'est-à-dire de leur dominance. Grâce au calcul des multiplicateurs mi, le tableau 2.9 nous permet d'établir un classement

hiérarchique des pôles selon leur degré de dominance sur l'ensemble des pôles de la structure d'échange. A contrario, il est possible, grâce aux anti-multiplicateurs calculés dans le tableau 2.9, d'établir un classement hiérarchique des pôles selon leur degré de vulnérabilité, ou de dépendance globale. Nous verrons, dans le prochain paragraphe, que les firmes des pays les plus dominants sont les plus actives en terme de fusions et acquisitions. En effet, 41 des 57 fusions internationales que nous avons répertorié dans le rapport du CERN, ont été initiées par des firmes appartenant aux quatre pays les plus dominants par l'offre, c'est-à-dire l'Allemagne, la France, la Suède et l'Espagne. Par ailleurs, les firmes de ces pays sont également des cibles privilégiées. En effet, dans 20 cas de F&A la firme cible appartient à l'un de ces pays. L'analyse, par les anti-multiplicateurs, de la vulnérabilité des pôles nous permettra de dégager un autre résultat qui, bien que moins fort que le premier, reste très intéressant pour l'étude des stratégies de fusion et acquisition dans les industries électriques en Europe puisqu'il porte le choix de firmes cibles. Comme nous le verrons plus loin, ce choix se porte généralement vers des firmes appartenant aux pays les moins vulnérables par rapport à la demande.

Tableau 2.9: Dominance et vulnérabilité – Hiérarchisation des pôles.

Tableau 2.9: Dominance et dépendance - Hiérarchisation des pôles.

Hiérarchisation des pôles de dominance :

Déterminant: $\Delta = 0,99128$

Pays	det [I-T] [*]	mi = det [I-T] [*] / Δ	Σ influences	Rang
Germany	1,37703	1,389	1,389	1
France	1,25218	1,263	1,263	2
Sweden	1,18464	1,195	1,195	3
Spain	1,15187	1,162	1,162	4
Poland	1,11626	1,126	1,126	5
Czech Rep.	1,10087	1,111	1,113	6
Denmark	1,05073	1,060	1,060	7
UK	1,05027	1,060	1,059	8
Norway	1,03998	1,049	1,049	9
Finland	1,03973	1,049	1,049	10
Netherlands	1,03919	1,048	1,048	11
Belgium	1,02827	1,037	1,037	12
Austria	1,01789	1,027	1,027	13
Hungry	1,00104	1,010	1,010	14
Portugal	0,99977	1,009	1,009	15
Italy	0,99581	1,005	1,005	16
Greece	0,99562	1,004	1,004	17
Ireland	0,99128	1,000	1,000	18

Hiérarchisation des pôles de dépendance :

Pays	Prod (Xi)	Variation Total des Prod (Δ Xi)	Pi = Δ xi / Xi	k (2%)	ami = Pi/k	Rang
Ireland	25 600	512	0,020	0,02	1,000	18
UK	395 894	7 940	0,020	0,02	1,003	17
Italy	303 391	6 089	0,020	0,02	1,003	16
Germany	616 208	12 429	0,020	0,02	1,008	15
Spain	280 288	5 662	0,020	0,02	1,010	14
Hungry	42285	867	0,020	0,02	1,025	13
Norway	110628	2 277	0,021	0,02	1,029	12
Poland	154213	3 264	0,021	0,02	1,058	11
Netherlands	100 788	2 137	0,021	0,02	1,060	10
France	572 234	12 213	0,021	0,02	1,067	9
Sweden	151750	3 314	0,022	0,02	1,092	8
Greece	59 314	1 330	0,022	0,02	1,122	7
Belgium	85 590	1 922	0,022	0,02	1,123	6
Finland	85797	1 952	0,023	0,02	1,137	5
Portugal	45 131	1 125	0,025	0,02	1,247	4
Austria	61103	2 153	0,035	0,02	1,762	3
Czech Rep.	84753	3 476	0,041	0,02	2,051	2
Denmark	40545	2 464	0,061	0,02	3,038	1

La libéralisation de l'industrie électrique européenne devrait permettre aux compagnies électriques de remettre en cause la structure triangulaire en créant de nouveaux circuits. Les fusions et acquisitions constituent un moyen privilégié de pénétrer de nouveaux marchés. Tant qu'elles contribuent au renforcement du phénomène d'interdépendance et à l'intégration du marché européen, les fusions et acquisitions devraient être dans un premier temps

encouragées par la Commission Européenne. En remplaçant les monopoles nationaux ou locaux par un oligopole européen, la concentration de l'industrie électrique et gazière européenne n'est pas en contradiction avec l'introduction de plus de concurrence grâce à l'ouverture des marchés. Cependant, afin de défendre les intérêts de leurs firmes nationales, les Etats devraient avoir tendance à s'opposer à certaines fusions et acquisitions européennes dont leurs firmes seraient la cible. Dans l'industrie électrique, la question de la sécurité énergétique européenne est surtout une question d'organisation industrielle. En effet, les principaux défis auxquels doit faire face cette industrie sont le manque d'investissement et la rationalisation de l'offre au niveau européen dans un contexte de forte croissance de la demande, de forte volatilité des prix et de conditions d'approvisionnement en énergies primaires (telles que le gaz naturel qui est à l'origine d'environ 20% de la production d'électricité en Europe) de plus en plus précaires. La rationalisation de l'offre d'électricité au niveau européen devrait contribuer à la sécurité énergétique en permettant une meilleure allocation des investissements. Un des aspects fondamentaux de cette rationalisation est le renforcement des capacités d'interconnexion entre les réseaux nationaux. L'un des moyens d'encourager les firmes à investir dans ces interconnexions consiste à favoriser l'internationalisation des firmes nationales notamment à travers les fusions et acquisitions. Les firmes électriques seraient donc plus incitées à investir dans les interconnexions afin de renforcer leur position hiérarchique au sein du système d'échange et acquérir une plus grande influence sur les autres concurrents. Les fusions et acquisitions, du moins certaines d'entre elles, pourraient contribuer à rendre le marché européen plus compétitif en augmentant l'interdépendance entre les firmes. Elles devraient également permettre la constitution de grands groupes énergétiques ayant les moyens d'effectuer les investissements nécessaires afin d'améliorer la compétitivité de l'industrie et plus largement de l'économie au niveau européen et international. L'implémentation progressive d'un marché unique, homogène et compétitif ainsi que la mise en place d'une véritable politique énergétique européenne devrait permettre une meilleure gestion des problèmes de sécurité énergétique.

2.3.2. Etude empirique sur les fusions et acquisitions dans l'industrie électrique en Europe.

Nous avons basé notre étude empirique sur un rapport réalisé par le CERNA⁴¹ intitulé “*Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector – Cases and Patterns*”. Ce rapport répertorie 135 fusions et acquisitions qui ont été entreprises dans l'industrie électrique européenne entre janvier 1998 et août 2003.

Nous étudierons donc l'activité des fusions et acquisitions durant la première étape de la dérégulation du secteur de l'énergie en Europe. Il s'agit de la période de 5 ans allant des directives de 1998 sur la dérégulation des industries électriques et du gaz européennes jusqu'aux nouvelles directives européennes de 2003 destinées à accélérer ce même processus de dérégulation.

Ce rapport répertorie 135 fusions et acquisitions dans le secteur européen de l'électricité et du gaz. Nous avons dénombré dans cette étude 172 firmes dont 89 appartiennent seulement à l'industrie électrique, 18 appartiennent seulement à l'industrie gazière et 65 ayant des activités dans ces deux industries. Le tableau 2.10 reprend les données que nous avons extraites de ce rapport.

Tableau 2.10 : F&A européenne dans l'industrie électrique [1998-2003]														
F&A en Europe [1998-2003] - Industries Electricité et Gaz.														
Source : CERNA														
Acquerreur\Cibles	ESP	ITA	POR	R-U	FR	BEL	NETH	ALL	NOR	SUED	DAN	FIN	AUT	Total acquerreur
Espagne	4	1	1		1		2							5
Italie	1	8												1
Portugal	2		1											2
R-U				15										0
France	1	2		6	2	1		2		1		1	1	15
Belgique						4	2							2
Pays-Bas						1	9	1						2
Allemagne	1	1	1	2			3	23		1		2	2	13
Norvège									9					0
Suède								2	3	3	1	2		8
Danemark											1			0
Finlande								1	1	3		1		5
Autriche													2	0
Total Cible	5	4	2	8	1	2	7	6	4	5	1	5	3	53

135 F&A			
	Tot	Elec	Gaz
F&A Nationale	82	64	14
F&A Inter-Europe	53	49	4
Total	135	113	18

53 F&A Inter-Europe			
	SE	WE	NEE
SE	5	3	0
WE	3	10	6
NEE	3	5	18

172 Firmes dont:		
Elec	89	
Gaz	18	
Div*	65	

* Diversifié (Elec+Gaz)

Intra-region	33
inter-region	20

Tiré de “*Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector – Cases and Patterns*”, CERNA, 2003.

⁴¹ The CERNA is the center for industrial economics at the Ecole des Mines de Paris.

L'objectif de ce paragraphe est de valider empiriquement l'approche que nous avons développée sur les fusions et acquisitions. Nous confronterons les résultats que nous avons obtenus à partir de l'application du modèle de dominance économique avec les données collectées par le CERNA dans le rapport que nous avons cité plus haut. Le modèle de dominance économique devrait se baser sur les échanges entre les firmes, mais comme il nous a été impossible de nous procurer de telles données, nous avons décidé de travailler sur les échanges entre pays. Les firmes étant généralement fortement implémentées sur leur marché national, cela ne devrait pas trop affecter la pertinence de notre étude.

- *82 F&A nationales :*

- Allemagne (23), Autriche (2), Norvège (9), Suède (3), Danemark (1), Finlande (1),
- Grande Bretagne (15), Pays-Bas (9), Belgique (4), France (2),
- Italie (8), Espagne (4), Portugal (1).

Dans notre étude, le phénomène de concentration des industries électriques et gazières est plus important au niveau national qu'au niveau international. En effet, 60% des fusions et acquisitions répertoriées dans le rapport du CERNA concernent des firmes de même nationalité. Comme la grande majorité des échanges d'électricité a lieu à l'intérieur des marchés nationaux, ce résultat n'est pas vraiment une surprise. Selon notre approche théorique, les firmes électriques devraient essayer d'acquérir une taille suffisante ou une dominance économique suffisante pour réduire les risques d'être la cible d'une fusion-acquisition hostile (stratégie défensive) ou d'implémenter une stratégie de conquête du marché européen (stratégie offensive). La concentration de ces industries nationales se poursuit avec le consentement au moins tacite de leurs Etats. Ces derniers souhaitent éviter de perdre le contrôle de leur industrie énergétique au bénéfice d'un autre Etat européen. Les Etats qui ont un avantage comparatif dans les secteurs énergétiques tentent d'encourager l'émergence d'un leader européen parmi leurs firmes nationales.

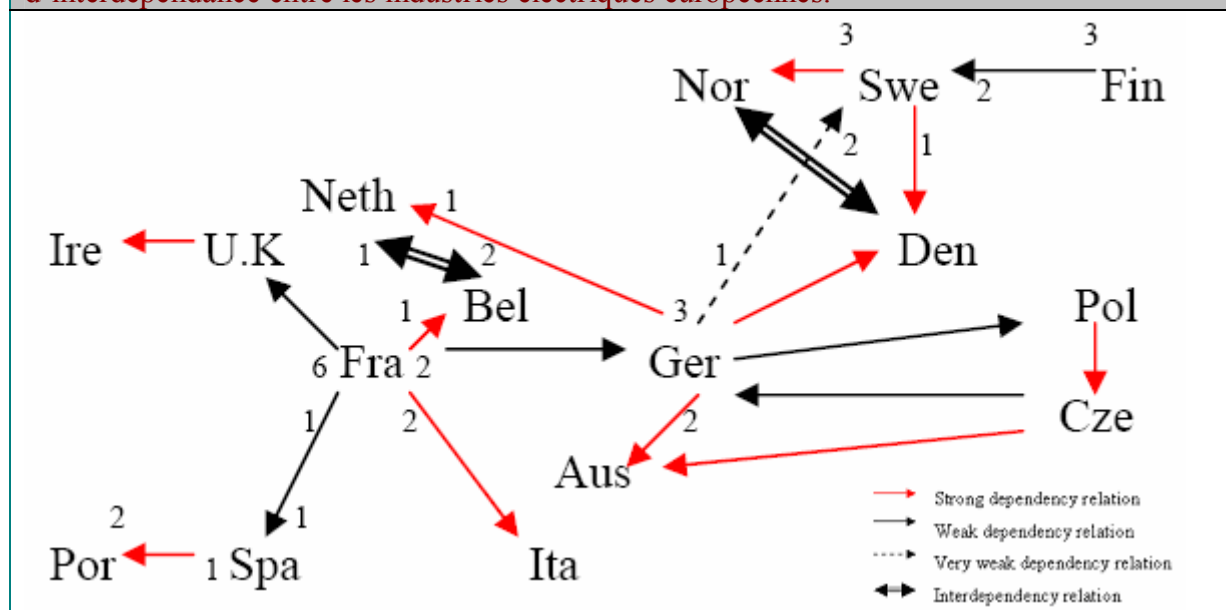
- *53 F&A internationales :*

L'une des hypothèses fondamentales de notre approche sur les fusions et acquisitions est que les firmes ont pour but de renforcer leur influence économique vis-à-vis de leurs partenaires en aval et plus généralement sur l'ensemble du système d'échange ou de renforcer leur sécurité énergétique en amont. Nous voulions donc vérifier cette hypothèse en confrontant les

données collectées par le CERNA avec les résultats sur les influences globales que nous avons eus à travers le modèle de dominance économique appliqué aux échanges intereuropéens d'électricité. Nous avons trouvé 37 fusions et acquisitions (70% des F&A internationales – partie grisée dans les tableaux 2.11 et 2.12) où il existe une relation de dépendance ou d'interdépendance entre les pays auxquels appartiennent les firmes. Le schéma 2.1 permet de mieux visualiser l'adéquation entre les stratégies des fusions et acquisitions des firmes électriques et les relations de dépendance et d'interdépendance entre les différentes industries électriques européennes. En théorie, le modèle de dominance économique peut expliquer également les fusions entre des firmes appartenant à des pays ne partageant pas de frontières communes. En effet, l'influence économique d'un pôle peut être transmise à des pôles éloignés à travers d'autres pôles intermédiaires. L'influence économique d'un pôle A sur un pôle B peut être directe ou indirecte, c'est-à-dire passer par d'autres pôles. Selon le type de structure, la diffusion de cette influence économique des pôles est plus ou moins aisée. Cependant, dans le cas de l'industrie électrique, la structure d'échange est fortement triangulaire, c'est-à-dire caractérisé par de fortes relations de dépendance, et les effets indirects sont très faibles. Par conséquent, le modèle a un faible pouvoir explicatif pour les fusions entre des firmes appartenant à des pays non frontaliers. Dans notre étude empirique, elles représentent seulement 16 fusions sur les 53 fusions internationales étudiées.

Parmi les 53 fusions et acquisitions internationales, 33 (62% des F&A internationales) contribuent à la formation des groupes régionaux tels que nous les avons définis au début de ce paragraphe 2.3.1 avec le théorème de la partition. Les stratégies de fusion et acquisition ont donc contribué au phénomène de concentration régionale. Ce fait constitue un signe montrant la validité de notre hypothèse de base qui est que les fusions et acquisitions suivent une logique de dominance économique. Nous avons classifié les fusions en deux tableaux. Le premier répertorie les 33 fusions et acquisitions régionales et le second classifie les 20 fusions restantes en deux catégories : les fusions transfrontalières (10) et les fusions non transfrontalières (10). Les firmes en italique appartiennent uniquement à l'industrie gazière.

Schéma 2.1 : les F&A des firmes électriques selon les relations de dépendance et d'interdépendance entre les industries électriques européennes.



Seules 16 fusions et acquisitions ne correspondent pas à une stratégie de dominance économique telle que nous l'avons définie dans notre modèle (ces F&A sont répertoriées dans la partie non grisée des tableaux 2.11 et 2.12). Il s'agit essentiellement de fusions et acquisitions non transfrontalières.

Dans les tableaux répertoriant les fusions et acquisitions, la première firme citée correspond à la firme se portant acquéreur et la seconde firme correspond à la firme cible. Les influences globales que nous avons calculées à la section précédente ont été écrites entre crochets. Nous avons indiqué en bleu les stratégies offensives où la firme se portant acquéreur appartient à un pays ayant une influence économique sur le pays de la firme cible. Ce type de F&A représente 24 des 37 cas de fusion et acquisition que nous venons de présenter. Et nous avons indiqué en vert les stratégies défensives où le pays de la firme cible possède une plus grande influence économique que le pays de la firme se portant acquéreur. Ces cas ne représentent que 10 des 37 fusions et acquisitions. Les 3 fusions et acquisitions restantes impliquent des pays qui sont interdépendants : la Belgique et les Pays-Bas. A travers ces chiffres, nous pouvons voir qu'entre 1998 et 2003 les fusions et acquisitions, qui se sont produites dans l'industrie électrique, ont suivi une logique de dominance économique résultant de stratégies de conquête du marché européen. Ces stratégies ont eu pour objectif de renforcer l'influence commerciale des firmes se portant acquéreurs.

Tableau 2.11: 33 F&A régionales

NEE : Germany, Sweden, Finland, Austria (18)	WE : United Kingdom, France, Benelux (10)	SE : Portugal, Spain, Italy (5)
<u>Germany / Sweden : [0,01 - 0]</u> - E.ON / Skykraft (2001) <u>(Ger)Sweden /Norway: [0,092 – 0,014]</u> - E.ON-Skykraft / H&F Energi (2001-2002) <u>Germany / Austria : [0,125 – 0,008]</u> - E.ON / Verbund/Energie Allianz (2002-2003) - RWE / Kelag (2001) <u>Sweden / Danmark : [0,083 – 0,015]</u> - Vattenfall / Ström as (1999) <u>Sweden / Finland : [0,012 – 0,04]</u> - Vattenfall / Revon Sakho & Heinola Energia (1999-2000) - Vattenfall / Keski-Suomen Valo Oy & Hameenlinnan Energia (2000) <u>Sweden / Norway: [0,014 – 0,092]</u> - Vattenfall / Oslo Energi (1999-2000) - Vattenfall / Hafslund (2001) <u>Sweden / Germany: [0 – 0,01]</u> - Vattenfall / HEW (1999-2002) - Vattenfall Europe / Bewag / HEW / Laubag /Veag (2002) <u>Finland / Sweden: [0,04 – 0,012]</u> - Gullspang Kraft / Stockholm Energi (1998) - Fortum / Stora Enso Power Assets (2000) - Fortum / Birka Energi (2001)	<u>France / UK : [0,028 – 0]</u> - EDF / London Electricity (1998) - EDF / Sweb supply business (1999) - EDF-London Electricity / Sutton Bridge Power (2000) - EDF-London Electricity / Cottam Power Station (2000) - EDF-London Electricity / West Burton Power Station (2001) - EDF-London Electricity / Seeboard (2002) <u>France / Belgium : [0,115 – 0]</u> - Suez / Tratebel-Electrabel (1999-2002) <u>(Fr)Belgium /Netherland : [0,033 – 0,046]</u> - Electrabel (Suez) / EPON (1999) - Electrabel (Suez) / Spark Energy (2001) <u>Netherland / Belgium: [0,046 – 0,033]</u> - Essent / Wattplus (2002)	<u>Portugal & France-Germany / Spain: [0,007 – 0,159]</u> - EdP-Cajastur & EnBW / Hidrocantabrico (2001-2002) <u>Portugal/ Spain: [0,007 – 0,159]</u> - Hidrocantabrico / Gas Figueras SA (2002) <u>Spain / Portugal: [0,159 – 0,007]</u> - Endesa / Spinveste (2001-2002)
<u>Gemany / Finland :</u> - E.ON / Fortum Energi (2002) - E.ON / Espoon Sakho (2002) <u>Finland / Germany:</u> - Fortum / Elektrizitatswerk Wersertal (1999-2000) <u>Finland / Norway:</u> - Fortum / Ostfold (2003)		<u>Spain / Italy :</u> - Endesa / Elletrogen (2001) <u>Italy / Spain:</u> - Enel / Viesgo (2001)

Tableau 2.12 : 20 F&A inter-régionales

10 cross-borders mergers	10 non cross-borders mergers
<ul style="list-style-type: none"> - <u>Germany / Netherland</u> : [0,142 – 0] <ul style="list-style-type: none"> o Veba / EZH (2000) o WFG-RWE / Nutsbedrijf Haarlemmermeer (1999-2000) o RWE / Obragas (2002) - <u>Netherland / Germany</u> : [0 – 0,142] <ul style="list-style-type: none"> o Essent / Stadtwerke Bremen (2000-2002) - <u>France / Germany</u> : [0,023 – 0] <ul style="list-style-type: none"> o EDF / EnBW (2000-2001) - <u>France / Spain</u> : [0,023 – 0] <ul style="list-style-type: none"> o Electrabel (Suez) / Gamesa CT (2002) - <u>Spain / France</u> : [0 – 0,023] <ul style="list-style-type: none"> o Endesa / SNET (2000) - <u>France / Italy</u> : [0,056 – 0] <ul style="list-style-type: none"> o Electrabel (Suez) / ACEA (2002-2003) o Electrabel (Suez) / Interpower (2002) - <u>Germany & France / Germany</u> : [0,023 – 0] <ul style="list-style-type: none"> o Bewag & GDF / Gasag (2000) 	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Germany / UK</u> : <ul style="list-style-type: none"> o E.ON / Powergen (2001-2002) o RWE / Innogy (2002) - <u>Germany / Portugal</u> : <ul style="list-style-type: none"> o RWE / Tapada Power Plant (2000) - <u>Germany / Spain</u> : <ul style="list-style-type: none"> o RWE / Agrupacio Energias Renovables (2002) - <u>Germany / Italy</u> : <ul style="list-style-type: none"> o RWE / Elettra (2002) - <u>France / Sweden</u> : <ul style="list-style-type: none"> o EDF / Graninge (1998) - <u>France / Finland</u> : <ul style="list-style-type: none"> o Graninge (EDF) / Kainuun Sähkö Oy (2002) - <u>France / Austria</u> : <ul style="list-style-type: none"> o EDF / ESTAG (1998) - <u>Spain / Netherland</u> : <ul style="list-style-type: none"> o Endesa / NRE-GRE (2000-2002) o Endesa / REMU (2000-2002)

Nous pouvons donc dire que notre modèle décrit 70% des cas de fusion et acquisition de notre étude empirique. Cela montre que dans l'industrie électrique les stratégies de fusion et acquisition suivent généralement une logique de dominance économique en aval (caractérisée par les fusions et acquisitions relevant d'une stratégie offensive en bleu) et une logique de sécurité énergétique en amont (caractérisée par les fusions et acquisitions relevant d'une stratégie défensive en vert). Selon les rapports de dominance qui existent entre les industries électriques des différents pays européens, les firmes se portant acquéreur privilégient l'une ou l'autre de ces deux stratégies. A titre d'exemple prenons le rapport de dominance entre la Suède et la Finlande. Celui-ci est de [0.012 – 0.04]. Une augmentation de la production en Suède implique une augmentation de ses importations en provenance de Finlande. Par conséquent, lorsque Vattenfall (Suède) acquière une compagnie finlandaise, nous pouvons supposer qu'il s'agit d'une stratégie dirigée vers l'amont dont le but est d'améliorer les conditions d'importation. Dans le cas de l'industrie électrique, ce type de stratégie vise à renforcer la sécurité énergétique de la compagnie nationale et de son pays d'origine. A l'inverse, lorsque c'est Fortum (Finlande) qui acquière une compagnie suédoise, nous pouvons supposer qu'il s'agit d'une stratégie de dominance économique dirigée vers l'aval dont le but est de capturer plus de valeur ajoutée sur ses exportations à destination de la Suède

et d'acquérir une plus grande influence vis-à-vis de la Suède. Cette stratégie commerciale est une stratégie de conquête de marché. Les firmes des pays exportateurs souhaitent commercialiser directement vers les clients finaux des pays importateurs. Au niveau européen, la sécurité énergétique s'en trouve finalement améliorée car les investissements des firmes électriques sont naturellement orientés vers les pays qui ont le plus besoin d'augmenter leurs capacités de production.

On constate plus globalement, comme le montre le tableau 2.13, que les firmes les plus enclines à initier des fusions et acquisitions appartiennent aux pays les plus dominants. En effet, les firmes des 4 pays les plus dominants par rapport à l'offre ont initié 41 des 53 fusions et acquisitions répertoriées par l'étude du CERNA. Leur choix concernant les firmes à acquérir semble se porter vers celles appartenant aux pays les moins vulnérables. Ce dernier résultat est cependant moins marqué que le premier. En effet, les 5 (9) pays les moins vulnérables du point de vue de la demande ne regroupent que 21 (32) cas des fusions et acquisitions subies. Nous avons ici un second élément de preuve que la dominance économique des pôles, telle que nous l'avons défini dans ce chapitre, joue effectivement un rôle dans les stratégies de fusion et acquisition des firmes nationales européennes. Ainsi, la libéralisation de l'industrie électrique européenne devrait conduire à sa concentration autour des pôles les plus dominants. Trois ou quatre zones électriques semblent se dessiner : l'Europe centrale et orientale (autour de l'Allemagne), l'Europe septentrional (autour de la Suède), l'Europe occidentale (Autour de la France) et l'Europe méridionale (Autour de l'Espagne).

Tableau 2.13 : dominance et vulnérabilité des pôles de la structure

Dominance des pôles				Vulnérabilité des pôles			
Pays	$mi'' = \det [L-T]'' / \Delta$	Rang	Nb. de F&A initiées	Pays	$ami = \Pi/k$	Rang	Nb. de F&A subies
Germany	1,389	1	13	Ireland	1,000	18	0
France	1,263	2	15	UK	1,003	17	6
Sweden	1,195	3	8	Italy	1,003	16	4
Spain	1,162	4	5	Germany	1,008	15	6
Poland	1,126	5	0	Spain	1,010	14	5
Czech Rep.	1,111	6	0	Hungry	1,025	13	0
Denmark	1,060	7	0	Norway	1,029	12	4
UK	1,060	8	0	Poland	1,058	11	0
Norway	1,049	9	0	Netherlands	1,060	10	7
Finland	1,049	10	5	France	1,067	9	1
Netherlands	1,048	11	2	Sweden	1,092	8	5
Belgium	1,037	12	2	Greece	1,122	7	0
Austria	1,027	13	0	Belgium	1,123	6	2
Hungry	1,010	14	0	Finland	1,137	5	5
Portugal	1,009	15	2	Portugal	1,247	4	2
Italy	1,005	16	1	Austria	1,762	3	3
Greece	1,004	17	0	Czech Rep.	2,051	2	0
Ireland	1,000	18	0	Denmark	3,038	1	1

Cette théorie de la dominance économique ne suffit cependant pas à expliquer entièrement la logique d'ensemble qui se cache derrière les stratégies de fusion et acquisition. Les aspects institutionnels et culturels jouent également un rôle significativement important dans le processus d'intégration régionale des industries nationales et dans la manière dont chaque pays accompagne le processus de libéralisation. Afin d'améliorer le modèle, de plus ample recherches pourraient être menées en prenant en compte des différents aspects et même d'autres contraintes telles que les congestions dans les réseaux de transport ou l'insuffisance des capacités d'interconnexion entre réseaux nationaux. La théorie des jeux pour être également une voie très prometteuse pour le développement de ce modèle qui peut être utilisé pour l'étude d'autres industries de réseaux telles que les télécommunication ou le transport.

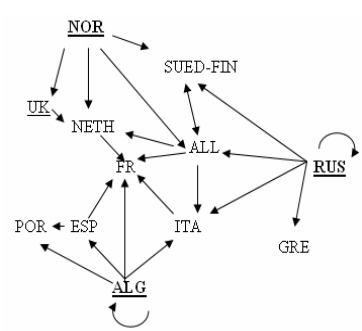
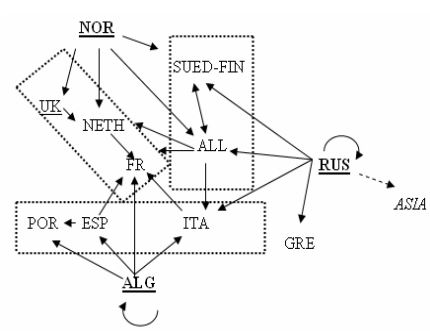
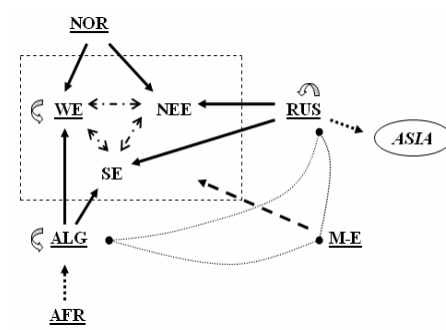
2.3.3. Projection à long terme de la structure du marché européen de l'énergie.

La libéralisation du secteur européen de l'énergie a favorisé l'intégration des industries gazières et électriques. Cette tendance peut s'expliquer par trois faits. Premièrement, le gaz est de plus en plus utilisé dans la production d'électricité. Deuxièmement, pour certains types de consommation (chauffage) et certains types de clients (Industriels), le gaz et l'électricité peuvent être substituables. Et troisièmement, ces deux industries partagent des caractéristiques communes : toutes deux sont des industries de réseaux et sont fortement capital intensive. Il existe donc entre ces deux industries d'importantes synergies qui

n'attendent qu'à être exploitées. En fait, de plus en plus de compagnies d'électricité se diversifient vers l'aval de l'industrie gazière. Par conséquent, notre projection concerne le futur secteur de l'énergie qui devrait regrouper l'industrie électrique et l'industrie gazière. Nous avons donc pris en considération dans notre projection à la fois les importations de gaz naturel en Europe et les échanges d'électricité entre les différents pays européens.

Pour clore ce chapitre, nous nous proposons de réaliser une projection de long terme de la structure du secteur de l'énergie en Europe. Selon l'approche que nous avons développée sur les fusions et acquisitions, les industries électriques et gazières devraient suivre une logique de concentration nationale et régionale qui devrait aboutir à la constitution d'un oligopole européen comprenant trois principaux leaders régionaux et une frange concurrentielle. Dans la projection qui suit, nous avons nommé ces trois leaders selon leur appartenance géographique : la Western Europe Company (WE), la Southern Europe Company (SE) et la Northern and Eastern Europe Company (NEE).

Tableau 2.14 : un scénario probable de l'évolution de la structure du marché européen de l'énergie.

Situation avant la libéralisation des marchés européens du gaz et de l'électricité	Projection de long terme de la structure du marché européen de l'énergie selon le modèle de la dominance économique.	
	Processus de F&A	Aboutissement du processus de F&A
I	II	III
		

L'évolution que nous décrivons dans le tableau 2.14 est, de notre point de vue, assez probable car il satisfait les intérêts des firmes tout en répondant aux préoccupations des autorités publiques en termes de sécurité énergétique et aux préoccupations des autorités de régulation en termes de libre concurrence. La structure des échanges européens deviendrait être sur le long terme proche d'une circularité globale. Comme nous l'avons vu plus tôt, cette structure

permet à la fois la meilleure diffusion des flux que l'on puisse avoir et d'une forte interdépendance entre les firmes. Chacune des trois plus importantes firmes est en relation directe avec les deux autres. L'absence de fortes relations de dépendance réduit la probabilité d'un exercice de pouvoir de marché par les firmes bénéficiant d'une forte position de dominance économique. Elle est donc dans une certaine mesure une garantie de libre concurrence. Par ailleurs, cette structure d'échange devrait permettre une juste répartition des accès aux sources d'énergies primaires parmi les principales compagnies européennes. Chacune d'elles aurait accès à deux sources d'importations non européennes pour ses besoins énergétiques. Chacun des pays exportateurs verrait sa clientèle se concentrer. Le pouvoir de négociation des firmes européennes vis-à-vis des firmes des pays exportateurs serait renforcé grâce à la concentration du marché au niveau européen, à la diversification de leurs approvisionnements et à une meilleure gestion des écarts entre l'offre et la demande à travers les différents sous marchés régionaux. La sécurité énergétique s'en trouverait donc renforcée. Ce nouveau schéma industriel pourrait permettre également un meilleur respect de la libre concurrence sur le marché intérieur européen de l'énergie et une coopération relativement efficace entre les firmes en ce qui concerne l'approvisionnement énergétique dont on a pu constater la fragilité lors de la crise de décembre 2005 entre la Russie et l'Ukraine sur le prix du gaz, et plus récemment celle de janvier 2009. Nous traiterons du cas de la Russie un peu plus loin dans ce paragraphe.

Ce nouveau schéma d'organisation industrielle que nous venons de présenter est conforté par notre étude de la dominance économique sur le marché européen du gaz naturel (Annexe 5). Le tableau 2.15 nous permet de comparer les indicateurs de dominance et de vulnérabilité des pôles selon trois types de structures : la structure actuelle constituer de 18 pôles (structure de type 1 : voir annexe 5), une structure réduite du simple fait de la concentration de l'industrie gazière européenne en trois grands groupes gaziers (structure de type 2), et enfin une structure réduite où chacun des trois grands groupes gaziers possède un monopole sur l'importation du gaz naturel de certains fournisseurs non européens (structure de type 3). Ainsi, l'Europe du sud aurait un monopole d'importation sur le gaz naturel en provenance d'Afrique du nord et du Moyen-Orient, l'Europe de l'ouest aurait un monopole d'importation sur le gaz naturel en provenance de Norvège et d'Afrique, et l'Europe du Nord et de l'est aurait un monopole du gaz naturel en provenance de Russie.

Nous pouvons constater sur le tableau 2.15 que le passage à une structure réduite simple permet de réduire significativement la dominance économique de l'ensemble des fournisseurs non européen de gaz naturel. A titre d'exemple, les multiplicateurs de la Russie et de l'Algérie passent respectivement de 3,74 et 3,61 à 1,65 et 1,45. L'Europe du Nord et de l'Est perd également au niveau de sa dominance économique, mais dans des proportions beaucoup moins importante que son principal fournisseur qu'est la Russie. Par ailleurs, la vulnérabilité (anti-multiplicateur) de l'ensemble des pôles, et surtout celle des pays exportateurs, augmente significativement. Le passage à une structure comportant des monopoles d'importation permet aux pôles européens d'augmenter leur dominance économique dans de plus fortes proportions que les pôles fournisseurs non européens. L'Europe de l'ouest devient alors le pôle le plus dominant du système d'échange ($m_i = 2,18$), et la dominance économique du pôle correspondant à l'Europe du Nord et de l'Est ($m_i = 1,36$) avoisine celles de l'Algérie ($m_i = 1,53$) et de la Norvège ($m_i = 1,57$).

Tableau 2.15 : dominance et vulnérabilité des pôles selon différents scénarii d'évolution de la structure du marché européen de l'énergie.

<i>Multiplicateurs m_i</i>	Structure initiale (18x18)	Reduction simple de la structure	Reduction structure & monopoles d'import
Europe Sud	1 *	1,0000	1,0721
Europe Ouest	1,3997 *	1,3919	2,1830
Europe Nord Est	1,2968 *	1,0700	1,3657
Norway	2,4587	1,5171	1,5756
Russia	3,7415	1,6547	1,8601
Algeria	3,5175	1,4580	1,5354
Middle East	1,2298	1,0554	1,0594
Africa	1,0923	1,0201	1,0301
<i>Anti-Multiplicateurs a_{mi}</i> (* : moyenne)			
Europe Sud	0,75 *	1	2,5615
Europe Ouest	0,8180 *	1,0306	0,9530
Europe Nord Est	0,8434 *	1,6906	3,0200
Norway	1,3071	3,1292	2,2649
Russia	1,0025	1,1351	1,0070
Algeria	1,0353	1,8287	1,0480
Middle East	1,0003	1,0303	1,0024
Africa	1,0133	3,4815	3,0095

L'étude des multiplicateurs et des anti-multiplicateurs de ces trois structures nous permet de conclure qu'une concentration de l'industrie gazière européenne permettrait d'assurer une plus grande sécurité énergétique européenne notamment en réduisant fortement la dominance économique des fournisseurs non européens de gaz naturel. L'instauration de monopoles d'importation permettrait, quant à elle, de renforcer la dominance économique des firmes européennes. A travers le processus de fusion et acquisition, la libéralisation des industries électriques et gazières devrait permettre une concentration de l'industrie européenne gazière la rapprochant de la structure de type 2. La mise en place d'une structure de type 3 est plus délicate car il faudrait trouver un système de régulation permettant de faire cohabiter des

monopoles d'importation avec un marché intérieur européen librement concurrentiel. Nous discuterons de ce cas à la fin du troisième chapitre.

La réaction des principaux fournisseurs en gaz naturel de l'Europe.

Nous pouvons noter que les pays fournisseurs énergétiques de l'Europe – Algérie, Norvège et Russie – ne sont pas en reste et réagissent en conséquence à la mutation du marché européen. Le cas du principal exportateur de gaz naturel vers l'Europe est particulièrement intéressant. La Russie souhaite créer une compagnie d'Etat d'hydrocarbure (pétrole et gaz) internationalisée capable de rivaliser avec les grandes compagnies pétrolières multinationales. Grâce à une structure patrimoniale complexe faisant coexister droits de propriété publics et droits de propriété privés, Gazprom peut se positionner au troisième rang mondial en termes de capitalisation boursière tout en restant sous le contrôle de l'Etat Russe. La compagnie nationale russe mène en parallèle plusieurs types de stratégies visant à devenir un acteur incontournable sur les marchés internationaux de l'énergie. Afin d'assurer le développement de ses infrastructures de production et de transport, Gazprom mène tout d'abord une stratégie de maximisation de ses exportations. Son marché intérieur étant non rentable du fait de prix régulé⁴² particulièrement bas, Gazprom est fortement dépendante de ses exportations vers l'Europe pour le financement de ses investissements. En effet, en 2005, ces exportations assuraient 70% de ses revenus alors qu'elles ne représentaient que 24% de sa production (Locatelli, 2006). La sécurisation des exportations de gaz naturel vers l'Europe est donc une priorité pour la compagnie gazière russe. Celle-ci passe par une stratégie d'intégration vers l'aval de la chaîne gazière dans les pays de l'UE et de la CEI marquée par une politique d'acquisition d'actifs à l'étranger. Gazprom vise à sécuriser ses parts de marché dans les différents pays européens grâce à des investissements directs et à sécuriser les voies d'exportation grâce à des prises de participation systématiques dans les sociétés gérants les gazoducs de transit privatisés. En plus de récupérer une partie de la rente gazière en accédant directement aux gros consommateurs finaux, la compagnie nationale russe a ainsi l'opportunité de consolider sa position sur ses marchés d'exportation traditionnels, notamment les pays d'Europe centrale et orientale. Parallèlement à cette stratégie de sécurisation de ses exportations vers l'Europe, Gazprom mène une stratégie de diversification de ses exportations. En effet, la Russie souhaite trouver de nouveaux marchés en Amérique du Nord et en Asie pour s'affranchir, au moins en partie, de sa dépendance vis-à-vis de l'Europe pour

⁴² En 2006, les prix intérieurs régulés ont été en moyenne de 43\$/1000 m³ alors que les prix à l'exportation vers l'Europe étaient moyenne de 240\$/1000m³ (Gazprom, Rapport d'activité, 2006)

ses ressources financières. La Russie prévoit donc d'exporter d'importante quantité de gaz vers la Chine grâce à la construction d'un nouveau gazoduc⁴³ qui devrait relier la côte chinoise, Taiwan, la Corée du Sud et le Japon. Ces exportations pourraient représenter jusqu'à 20% des exportations de Gazprom (Locatelli, 2006). Gazprom vise également le marché nord américain. Elle compte à cet effet développer ses capacités de production de GNL. En Amont, Gazprom mène une stratégie de diversification de ses réserves. Les réserves gazières de la mer caspienne constituent pour elle un enjeu majeur. Elles lui permettent de boucler son bilan gazier en satisfaisant la consommation intérieure de la Russie et ses engagements contractuels en matière d'exportation sans augmenter significativement sa propre production. Elle peut ainsi différer la mise en production de nouvelles zones gazières. Dans la mesure où elle pourrait servir de route pour le gaz de la Mer Caspienne à destination de l'Europe, l'Europe du Sud présente également un enjeu majeur pour la compagnie nationale russe. En effet, celle-ci souhaite contrôler le développement d'une concurrence potentielle à partir de la Caspienne. La société gazière russe mène une stratégie d'acquisition d'actifs particulièrement active dans cette région. Elle vise également à saturer le marché turc afin de limiter les importations de la Turquie en provenance d'autres pays riverain de la Mer Caspienne comme l'Azerbaïdjan. Par ailleurs, afin d'accompagner sa stratégie d'internationalisation, Gasprom a tenté par ailleurs de se rapprocher des autres producteurs de gaz naturel. La compagnie a signé en avril 2006 un accord de partenariat avec la compagnie nationale d'hydrocarbures algérienne, la Sonatrach. Le protocole d'accord entre Gazprom et Sonatrach envisage une vaste coopération dans *"l'exploration, l'extraction, le transport d'hydrocarbures, le développement d'infrastructures gazières, le traitement et la vente de gaz" en Russie, en Algérie ou dans des pays tiers, ainsi que de possibles "échanges d'actifs"*. Une coopération dans le domaine du gaz naturel liquéfié a également été évoquée. Ce rapprochement entre deux importants producteurs de gaz n'a pas manqué de susciter de nombreuses inquiétudes en Europe. D'autant plus que Gazprom souhaite conclure un accord similaire avec la Compagnie Nationale Qatar Petroleum. Ces projets d'accords de partenariats stratégiques ont fait craindre à l'Europe la création d'un cartel du gaz à l'image de celui de l'Opep. Ces craintes se sont renforcées le 23 décembre 2008, à Moscou, lors de la septième rencontre des ministres de l'énergie pays membres du Forum des Pays Exportateurs de Gaz qui a permis la création d'une structure officielle ayant

⁴³ *Gazprom a signé un accord avec la Chine pour lui fournir chaque année 30 milliards de m3 de gaz, à partir de 2011, et des discussions sont en cours avec la Corée du Sud pour des livraisons à partir de 2010 [...]* Le directeur des affaires internationales de Gazprom, Stanislav Tsigankov, lors d'une réunion de la commission économique pour l'Europe des Nations unies à Genève a noté. « Il y a, aujourd'hui, un marché véritablement planétaire et l'Europe est confrontée à une concurrence croissante de la part d'autres clients tels que l'Asie du Sud-Est » - Journal El Watan du 29 Novembre 2006.

un secrétariat permanent basé à Doha au Qatar, et l'adoption d'une charte formalisant juridiquement cette nouvelle institution⁴⁴. Les quatorze pays membres de cette nouvelle organisation représente 73% des réserves mondiales de gaz naturel et 42% de la production mondiale⁴⁵. Cependant, l'éventualité d'une « OPEP du Gaz » reste très improbable du fait de caractéristiques particulières de l'industrie gazière comme les contrats à long terme sur le gaz livré par pipeline. L'accord de partenariat entre Gazprom et Sonatrach s'est d'ailleurs soldé par un échec qui fut annoncé par cette dernière en Novembre 2007. Par contre, les risques de collusion sur les marchés du GNL restent réels.

L'Algérie vise également à renforcer sa dominance économique. D'une part elle souhaite augmenter sa part de marché en Europe avec la construction d'un gazoduc entre l'Algérie et le Nigeria qui permettrait à l'Afrique de l'Ouest d'exporter son gaz. D'autre part, elle souhaite diversifier ses exportations en développant son savoir-faire dans le domaine du gaz naturel liquéfié. L'Algérie et la Russie comptent bien également profiter de l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité en commercialisant directement leur gaz dans les pays européens. L'accès de ces pays aux marchés européens pourrait être le prix que l'Europe devra payer pour sa sécurité énergétique. L'exemple de l'accord de décembre 2006 entre Gazprom et GDF en est une excellente illustration. Selon les termes de cet accord, « *Gaz de France et Gazprom prolongent jusqu'en 2030 leurs contrats existants de fourniture de gaz naturel, qui représentent aujourd'hui environ 12 milliards de mètres cubes par an* », souligne le communiqué de presse, et « *à partir de la fin 2010, Gaz de France recevra des volumes additionnels de 2,5 milliards de mètres cubes de gaz naturel par an qui transiteront par le Nord Stream* ». Par ailleurs, « *Gazprom entend, à compter du 1er juillet 2007, réaliser des fournitures directes de gaz russe à des clients finaux. Ces volumes pourraient atteindre jusqu'à 1,5 milliard de mètres cubes par an* ». Le PDG de Gaz de France qui s'est réjoui de la signature de ces nouveaux accords avec Gazprom et a estimé que « *la poursuite de cette coopération commerciale avec Gazprom participe à la sécurité d'approvisionnement de notre clientèle en France et en Europe sur le long terme* »⁴⁶. La Compagnie nationale algérienne Sonatrach a déjà créée plusieurs filiales en Europe pour la commercialisation de son gaz. En Italie, suite à quatre accords d'un montant d'approvisionnement total de 3,2 milliards de

⁴⁴ « Lors de cette réunion, les participants se sont mis d'accord pour coordonner leurs efforts sur plusieurs axes, dont les échanges d'information au sujet des prévisions et des programmes d'investissement, les relations avec les pays consommateurs, la mise en œuvre de nouvelles technologies, et le développement de la production de gaz naturel liquéfié. » [http://fr.wikipedia.org/wiki/Forum_des_pays_exportateurs_de_gaz]

⁴⁵ http://fr.wikipedia.org/wiki/Forum_des_pays_exportateurs_de_gaz

⁴⁶ Le Quotidien El Watan – Economie – Edition du 20 Décembre 2006.

mètres cube de gaz naturel par an signés en septembre 2006 (avec Edison, Compagnia Italiana Gaz, World Energy et Bridas Energy International) dans le cadre de l'extension du gazoduc Transmed suivis de 5 accords d'un montant total d'approvisionnement total de 8 milliards de mètres cube de gaz naturel par an signés en décembre 2006 (avec Edison, Enel, Hera, World Energy et Ascopiav) dans le cadre de la réalisation du gazoduc Galsi, Sonatrach Gas Italia SPA pourra commercialiser jusqu'à 2 milliards de mètres cube de gaz naturel par an. En Espagne, Sonatrach avait déjà négocié grâce à la réalisation du gazoduc Medgaz⁴⁷ dont elle est l'actionnaire majoritaire que sa filiale Sonatrach Gas Comercialisadora puisse commercialiser 2,9 milliards de mètres cube de gaz naturel par an. La Sonatrach possède également une filiale en Grande Bretagne : Sonatrach Gaz Marketing. Et enfin en France, la compagnie algérienne a signé en décembre 2006 un accord avec GDF pour une quantité globale de 2 milliards de m³ de gaz et un accord avec l'Agence de Promotion et de Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie (APRUE) et l'Agence française de maîtrise de l'énergie (ADEM) permettant à Sonatrach l'accès au terminal de Montoir pour un volume important de gaz et donc de livraison et de vente du gaz. La position stratégique de la compagnie nationale algérienne s'est donc considérablement renforcée au fur et à mesure de la mutation (aussi bien réglementaire avec la libéralisation que technologique avec l'émergence du GNL) de l'industrie gazière en Europe qui s'inscrit plus largement dans le cadre d'une nouvelle donne énergétique. La récente volonté de Sonatrach (dont le gaz est vendu à un prix inférieur d'environ 20% à celui du marché espagnol) de renégocier à la hausse ses tarifs avec le groupe espagnol Natural Gaz (représentant approximativement 32% de l'approvisionnement total de l'Espagne) montre bien la volonté de l'Algérie de tirer pleinement profit de sa position privilégiée dans ce secteur. D'autant plus que ses attentes vis-à-vis des ses partenaires européens en matière de coopération économique dans d'autres secteurs ont vite été déçues. La question de l'énergie reste souvent au cœur des relations internationales et peut constituer un facteur de tension entre Etats. L'énergie est en effet un levier important de la politique étrangère de pays comme la Russie et l'Algérie, et un élément de première importance pour la politique étrangère de la plupart des pays. V. Poutine n'a jamais caché pas son intention de mettre le secteur des hydrocarbures au service de la politique étrangère du pays afin de réaffirmer la puissance russe. Mais, pour l'instant, la dépendance entre la Russie et l'Europe est mutuelle car les exportations gazières de la Russie

⁴⁷ Medgaz : Sonatrach (36%), Iberdrola (20%), Cepsa (20%), Endesa (12%), GDF (12%)

sont vitales pour ses recettes pétrolières. Il faut donc relativiser l'importance du pouvoir de marché que pourrait avoir Gazprom sur le marché européen (Finon et Locatelli, 2006).

Conclusion

Notre adaptation de la théorie de la dominance économique pour expliquer le processus des fusions et acquisitions semble avoir été validée par notre étude empirique de l'industrie électrique européenne. En effet, nous avons montré que pour la majorité des fusions et acquisitions que nous avons étudiées, les firmes appartenaient à des pays entretenant une relation de dépendance ou d'interdépendance. La plupart de ces fusions et acquisitions relèvent de stratégies offensives dont l'objectif est d'acquérir une plus grande dominance économique sur certains marchés. Nous avons également montré comment ces stratégies de fusion devraient aboutir à la constitution de marchés énergétiques régionaux dominés par un oligopole européen. La libéralisation des industries électriques et gazières européennes devrait donc avoir plusieurs conséquences bénéfiques pour la sécurité énergétique européenne future :

1. Un rapport de force plus équilibré avec les fournisseurs étrangers : la concentration du marché au niveau européen devrait renforcer le pouvoir de négociation des firmes européennes vis-à-vis des fournisseurs et donc améliorer les conditions d'approvisionnement énergétique des pays européens.
2. Une meilleure compétitivité des firmes européennes sur les marchés internationaux : en se concentrant, les firmes énergétiques européenne pourront mettre en commun leurs moyens financiers et technologiques pour pénétrer de nouveaux marchés.
3. Une meilleure allocation des ressources énergétiques : l'intégration des industries électriques et gazières permettra une meilleure gestion de l'offre et de la demande énergétique. Les firmes énergétiques pourront proposer à leurs clients une meilleure gestion de leur consommation énergétique en s'appuyant sur une offre énergétique variée.
4. Des capacités d'investissements renforcées : les grands groupes énergétiques devraient avoir des capacités d'investissement renforcer du fait des économies d'échelle et d'un meilleur accès au marchés financiers. Ces grandes firmes énergétiques européennes seront parmi les rares entreprises à pouvoir financer les grands projets de R&D

nécessaires pour assurer les grandes transitions énergétiques qui s'imposeront au cours du siècle.

5. Le développement des capacités d'interconnexions : celles-ci devraient permettre d'améliorer la contestabilité des marchés nationaux et régionaux. Elles sont donc nécessaires à la constitution d'un futur marché unique, homogène et concurrentiel de l'énergie en Europe.

Le processus de libéralisation aura donc le double effet d'introduire plus de concurrence sur le marché européen de l'énergie en abolissant les monopoles nationaux et les monopoles locaux et de permettre l'émergence de grands groupes énergétiques européens à travers des opérations de fusion et acquisition. Ces deux effets permettront aux pays européens de mieux faire face au nouveau contexte énergétique et économique que nous avons présenté au second chapitre puisqu'ils devraient permettre d'améliorer l'accès aux ressources énergétiques qui se feront de plus en plus rares à l'avenir, de rendre plus efficace l'allocation des ressources énergétiques, de mieux maîtriser la demande énergétique, et enfin de réaliser les efforts de R&D nécessaires pour répondre aux contraintes énergétiques à venir. Nous verrons dans le chapitre suivant qu'une cohabitation entre les mécanismes de marché et ceux de la régulation sont nécessaires pour satisfaire chacun de ces objectifs. A travers le thème de l'investissement, nous proposons une structure organisationnelle qui nous semble la plus appropriée pour faire face aux incertitudes économiques et énergétiques des prochaines décennies.

Chapitre 3 – Investissement et maîtrise de la demande : propositions pour une gestion optimale

3. Investissement et maîtrise de la demande : propositions pour une gestion optimale.

Il y a deux aspects importants à prendre en considération pour la sécurité énergétique d'une économie : la pérennisation des investissements dans les industries énergétiques et la maîtrise de la demande. Dans le nouveau contexte énergétique marqué par l'épuisement des réserves des énergies fossiles, le second aspect est amené à jouer un rôle de plus en plus important dans la sécurité énergétique des pays européens. Comme nous l'avons vu dans le second chapitre, la restructuration des industries électriques et gazières en Europe devrait permettre d'opérer les convergences nécessaires entre les différentes industries nationales afin de permettre une rationalisation de l'offre et de la demande énergétique au niveau régional, puis européen. La croissance des firmes énergétiques européennes à travers le jeu des fusions et acquisitions devrait leur permettre d'augmenter leurs capacités d'investissement, de renforcer leur position vis-à-vis des compagnies nationales des pays exportateurs de gaz naturel et ainsi de renforcer leur compétitivité au niveau mondial. Ce chapitre sera principalement consacré à l'investissement et à la maîtrise de la demande dans l'industrie électrique. Nous présenterons dans une première section les deux modèles traditionnels d'organisation industrielle dans les secteurs du gaz et de l'électricité : il s'agit du monopole public et du libre marché au sein duquel s'organise une concurrence entre les firmes. Aucun de ces deux modèles n'est parfait. Le premier tend à favoriser l'investissement et le second la maîtrise de la demande. La seconde section traite plus particulièrement de l'investissement dans l'industrie électrique. Nous montrons qu'il existe deux types d'investissements très différents selon qu'ils sont destinés à satisfaire la demande de base ou la demande de pointe. Le monopole public offre un cadre institutionnel plus approprié pour les investissements de base, alors que les investissements de pointe peuvent être libéralisés afin de profiter de signaux de marché permettant ainsi une meilleure maîtrise de la demande. La troisième section sera consacrée à nos propositions pour les industries électriques et gazières visant à améliorer la sécurité énergétique en garantissant l'investissement et en incitant à la maîtrise de la demande énergétique notamment à travers les économies d'énergie ou l'innovation.

3.1. De la planification centralisée des monopoles vers la régulation des marchés.

3.1.1. La planification des investissements dans une industrie régulée.

Au début de l'industrie électrique et gazière, les productions d'électricité et de gaz étaient le fait d'un petit nombre de sociétés généralement concentrées dans des zones urbaines denses et d'auto producteurs industriels pour ce qui est de la production d'électricité. En France, les pouvoirs publics étaient réticents à intervenir directement dans la production électrique. Le transport et la production d'électricité étaient donc laissés au jeu de la libre concurrence entre les sociétés privées. Le secteur de la production était dominé par quelques grandes sociétés qui préféraient investir dans une multitude de petites centrales au lieu d'entreprendre des investissements lourds en capitaux considérés comme peu rentables. Ainsi, la filière hydroélectrique était donc largement sous-équipée et le réseau de transport restait peu développé. Il n'existait d'ailleurs pas un seul réseau national de transport, mais huit réseaux régionaux disjoints qui approvisionnaient les principales agglomérations. En ce qui concerne la distribution d'électricité, la première loi sur l'électricité de 1906 lui confèrait le statut de service public. Elle devait être assurée par les propriétaires des réseaux, c'est-à-dire les communes qui pouvaient, si elles le préféraient, en déléguer la gestion, comme ce fût généralement le cas, à des sociétés concessionnaires. Dans d'autres pays européens, comme en Allemagne, Italie, Royaume-Uni, les états s'étaient plus impliqués dans leurs industries électriques. Celles-ci s'étaient par conséquent développées beaucoup plus vite qu'en France. En 1938, la production électrique en Allemagne était 2,5 fois supérieure à la production française et la production électrique au Royaume-Uni 1,5 fois supérieure (Angelier, 2005). L'industrie gazière, quant à elle, restait très peu développée avant la Seconde Guerre Mondiale. La production et la distribution du gaz étaient assurées dans la plupart des pays européens par des entreprises concessionnaires.

Au lendemain de la Seconde Guerre Mondiale, les besoins énergétiques pour la reconstruction et la croissance économique étaient tels que les états prirent en charge directement les systèmes énergétiques de leur pays. Les industries électriques et gazières de la plupart des pays industrialisés étaient par conséquent nationalisées. Afin de favoriser une croissance optimale de ces industries devant accompagner le développement économique et social des

nations, les états constituaient des monopoles publics souvent intégrés verticalement sur toute la chaîne de valeur ; depuis la production jusqu'à la commercialisation en passant par le transport et la distribution. En France, deux entreprises publiques, EDF et GDF, ont été créées pour gérer les actifs des entreprises nationalisées. Elles ne bénéficiaient en fait du statut de monopole que pour le transport et les importations. La plupart des communes ayant transféré à ces deux entreprises publiques les concessions de distribution, EDF et GDF détenaient également un monopole de fait dans la distribution. Les producteurs privés d'électricité n'étaient autorisés à vendre leur électricité qu'à EDF. La firme s'imposait donc sur l'ensemble de la filière électrique. Le rôle de GDF s'était accru dans la production grâce à la découverte du gisement de Lacq (1951) et dans l'importation grâce à la découverte des gisements de Hassi R'mel (Algérie, 1956) et de Groningue-Slochteren (Pays-Bas, 1959). En Grande Bretagne, une entreprise publique (La BEA – British Electricity Authority – qui deviendra en 1957 la CEGB – Central Electricity Generating Board) avait été constituée par une loi chargeant l'entreprise de la production d'électricité, lui conférant un monopole sur le transport et organisant la distribution en quatorze entreprises publiques régionales. Dans l'industrie du gaz, British Gas obtenait le monopole du transport et se développait dans la production au fur et à mesure que les gisements de la mer du nord se développaient. La distribution du gaz restait gérée par les communes. En Italie, les actifs de la plupart des sociétés d'électricité privées avaient été nationalisés et regroupés au sein d'une seule entreprise publique (ENEL) ayant le monopole du transport et assurant 70% de la production d'électricité. Contrairement à la France et à la Grande Bretagne, les communes continuaient à assurer la distribution. En Allemagne (RFA), l'Etat se décentralisait et cédait l'ensemble de ses actifs industriels aux länders (Etats régionaux) qui se retrouvaient très présents dans le capital des compagnies électriques. L'industrie se concentrait alors autour de neuf grandes entreprises régionales qui assuraient 75% de la production. Le réseau de transport était organisé grâce à la coordination de ces neuf compagnies d'électricité, et la distribution restait très largement entre les mains des communes. Durant cette période, les monopoles publics accompagnaient les industries électriques et gazières tout au long de leur phase de croissance. Les entreprises publiques investissaient massivement dans les capacités de production et les réseaux de transport et de distribution. EDF constitue un bon exemple de réussite pour une entreprise publique. Après avoir soutenu un rythme de croissance moyen de 7% durant les dernières décennies, la compagnie produisait en 2003 environ 500 TWh alors qu'elle n'en produisait que 52 TWh en 1955. Elles ont par ailleurs développé un réseau de transport dense (100 000 kilomètres) couvrant quasiment l'ensemble du territoire et un réseau de distribution

tout aussi étendu puisqu'il cumule à présent 1 200 000 kilomètres. De la même manière, les industries énergétiques de l'ensemble des pays européens ont connu une forte croissance que leurs compagnies nationales ont gérée avec plus ou moins de succès. Ainsi la mise en place d'un environnement institutionnel stable et protecteur pour les compagnies nationales a permis d'accompagner, sous le regard vigilant des autorités publiques, le développement de ces industries jusqu'à ce qu'elles atteignent leur phase de maturité.

Du point de vue économique, le choix institutionnel des monopoles régulés se justifie lorsque des défaillances du marché rendent la structure concurrentielle inefficace, notamment en rendant impossible le jeu de l'offre et de la demande pour la détermination des prix. Dans les industries énergétiques, notamment électriques et gazières, les principales défaillances de marché qui ont justifié la constitution des monopoles publics sont le monopole naturel et ce qu'on appelle les biens collectifs. Pour mieux comprendre la nature de ces défaillances de marché, explicitons ces deux notions, et voyons dans quelles mesures elles s'appliquent aux industries qui nous intéressent.

Les biens économiques⁴⁸ peuvent être distingués en trois catégories selon leur caractère privatif ou collectif :

Les *biens privatifs purs* doivent satisfaire cinq principes :

1. L'exclusion par l'usage (principe de rivalité des consommateurs) : le bien ne peut être consommé en même temps par plusieurs consommateurs
2. L'exclusion par les prix (principe de la demande solvable) : nul consommateur ne peut accéder au bien sans en payer le prix.
3. La libre disposition du bien : il n'y a pas d'obligation d'usage.
4. L'appropriabilité : le droit de propriété attaché au bien doit être exclusif et transférable. Le bien doit donc être suffisamment divisible dans sa consommation et dans son offre.
5. Le "concernement individuel" : la consommation ne concerne qu'un individu à la fois.

⁴⁸ Repris de Christian BIALES, "Marchés et Règles – Le marché est-il devenu la règle ?", texte de la conférence donnée à la faculté d'économie, droit et gestion d'Orléans, le 21 Janvier 1999.

La plupart des biens marchands sont strictement privatifs. Les théories microéconomiques classiques et néoclassiques basent principalement leurs analyses et leurs modèles sur ce type de biens.

Les *biens collectifs purs* doivent satisfaire cinq principes :

1. L'impossibilité d'exclusion par l'usage : le bien peut être consommé en même temps par plusieurs consommateurs sans que la quantité en soit affectée. Il n'y a donc pas de congestion ou d'effet d'encombrement.
2. L'impossibilité d'exclusion par les prix : le bien est mis à la disposition de tous dès qu'il est mis à la disposition d'un seul. Il est impossible d'écarter qui que ce soit de la consommation du bien.
3. L'obligation d'usage : la consommation est automatique et non facultative.
4. L'inappropriabilité : le droit de propriété attaché à ce type de bien n'est ni exclusif ni transférable.
5. Le "concernement collectif" : la consommation concerne un très grand nombre d'agents.

Ces diverses caractéristiques sont la conséquence de l'indivisibilité de la consommation et de l'offre de ce type de biens. Les biens collectifs concernant un grand nombre d'utilisateur, le comportement de "passager clandestin" pourrait se généraliser et poser le problème du financement des biens collectifs. Les acteurs privés ne s'intéressant qu'aux besoins pouvant s'exprimer dans le cadre d'un marché en terme de demande solvable, il revient aux pouvoirs publics de pourvoir aux besoins collectifs. Les biens collectifs sont des biens hors-marché dont le financement ne peut se faire que de manière coercitive par le biais de prélèvements obligatoires. Nous pouvons citer comme exemple de bien collectif pur la défense nationale ou encore l'éclairage public. Un bien collectif pur est obligatoirement un bien public, mais l'inverse n'est pas vrai.

Les biens collectifs « impurs » possèdent certaines caractéristiques des biens collectifs purs et certaines caractéristiques des biens privatifs purs. A l'instar des biens privatifs, on peut en disposer librement, et à l'instar des biens collectifs purs ils n'admettent pas les principes d'exclusion par les prix ou par l'usage. Le cas le plus courant est celui des biens collectifs impurs caractérisés par l'impossibilité d'exclusion par l'usage et par l'exclusion par les prix.

L'industrie électrique et l'industrie gazière, mais encore les moyens de transport ou de communication, les chaînes de télévision par abonnement, les équipements sportifs, culturels ou de loisir en sont quelques exemples les plus caractéristiques. La consommation est divisible (exclusion par les prix), mais l'offre reste qualitativement indivisible en l'absence de congestion. Cette impossibilité d'exclusion par l'usage des biens collectifs a de fortes implications en termes d'investissements des infrastructures, notamment dans les infrastructures de transport et de distribution de l'électricité et du gaz. En effet, les investisseurs tendent à adopter un comportement de passager clandestin pour les investissements qui profitent à l'ensemble de l'industrie. Les industries électriques et gazières relevant sous bien des aspects des caractéristiques des biens publics, il est donc compréhensible que le développement de ces industries ait nécessité la constitution de monopoles publics.

La seconde défaillance de marché ayant légitimé la constitution de monopoles publics est le monopole naturel. On dit d'une industrie qu'elle constitue un monopole naturel lorsque que les économies d'échelle attachées à l'offre sont telles que le coût unitaire de fabrication d'un produit serait moins important s'il était fabriqué par une seule firme que s'il était fabriqué par deux ou plusieurs firmes. Il en résulte qu'une telle industrie tend naturellement vers une situation de monopole car la plus grosse firme bénéficiant d'un coût unitaire moindre évince du marché les autres firmes jusqu'à rester la seule firme. Ce résultat suppose que l'industrie délivre un bien unique et homogène comme c'est le cas de l'électricité et du gaz, et que l'offre reste supérieure à la demande de manière à ce que la totalité de la production soit vendue au plus bas prix. Le problème se pose dans le cas d'un monopole privé cherchant à maximiser son profit. Une telle firme aura tendance à mettre sur le marché une offre moins importante que si elle était en situation de concurrence. En rémunération de sa position dominante, elle dégagera en outre un super profit sous la forme d'une rente de monopole qui se traduit par une répartition inéquitable des revenus. Afin de préserver l'efficacité productive des monopoles naturels et de se prémunir contre une mauvaise répartition des revenus, du fait d'une rente de monopole et contre une mauvaise satisfaction de la demande, ces monopoles naturels doivent être conservés mais dans le cadre de monopoles publics gérés par l'Etat. Celui-ci ne cherchant pas à maximiser son profit mais plutôt le bien-être de l'économie dans son ensemble, il déterminera la production de telle sorte que le surplus collectif (celui des consommateurs et du producteur) soit maximum. L'Etat gestionnaire pourra faire disparaître la rente de monopole en forçant un équilibre qui aurait prévalu en situation de libre concurrence. Ainsi,

dans l'Europe d'après guerre, les nationalisations des industries électriques et gazières ont très vite été perçues comme une évidence pour l'ensemble des Etats européens, car les monopoles publics ainsi constitués offraient la structure la plus efficace en terme de coût unitaire de production, de satisfaction de la demande et de répartition des revenus.

3.1.2. Le surinvestissement dû à la régulation : l'effet Averch-Johnson.

A la fin des années 90, les ambitions européennes de créer un marché unique y compris dans le domaine de l'énergie viennent remettre en cause ce modèle institutionnel qui a pourtant beaucoup apporté à l'essor et au développement des industries électriques et gazières. Mais la construction européenne n'est pas la seule raison de cette remise en cause. Il en existe en fait plusieurs. La première raison est d'ordre idéologique. Après la chute du communisme, les idées néolibérales commencent à s'imposer au sein des élites dirigeantes de la plupart des pays européens. La seconde raison tient au fait que les états font face de plus en plus à des problèmes de restrictions budgétaires. La privatisation, même partielle, de ces grandes entreprises nationales permettrait de renflouer les caisses de l'Etat. Les privatisations entreprises en Grande-Bretagne sous Thatcher ont rapporté à l'Etat près de 40 milliards de Livres Sterling. Par ailleurs, l'Etat ne peut plus assumer à lui seul le financement des investissements nécessaires au renouvellement et au développement des infrastructures. Selon l'OCDE, ces investissements s'élèveraient en Europe, pour la période 2000-2030, dans l'industrie électrique seulement à 2000 milliards de dollars. La contribution de nouveaux acteurs privés semblait donc nécessaire compte tenu de la situation budgétaire de plus en plus précaire des états. Et enfin, la troisième raison tient au fait que le prix de l'énergie devient de plus en plus élevé car la croissance de l'offre ne compense pas la croissance de la demande. Plus de 90% de l'énergie provenant de sources non renouvelables, l'offre devrait se faire de plus en plus rare et les prix de l'énergie ne devraient cesser de croître. Par ailleurs, la vaste majorité des réserves d'énergies primaires telles que le pétrole, le gaz et l'uranium se trouvent en dehors des limites de l'Europe, ce qui pose un sérieux problème de dépendance énergétique pour l'ensemble des pays européens. La principale source d'énergie que les pays européens contrôlent entièrement est ce qu'on appelle « les économies d'énergie ». Il s'agit par ailleurs d'une source d'énergie non négligeable. L'une des attentes du processus de libéralisation fut donc de rationaliser les industries énergétiques afin de réduire les gaspillages énergétiques et de ce fait réduire la facture énergétique extérieure. Comme nous le verrons

dans cette section, la régulation pousse les entreprises publiques au surinvestissement, et donc d'une certaine manière pousse la demande vers le haut. Cela pouvait être acceptable dans une industrie en pleine phase de croissance, mais plus dans une industrie ayant atteint sa phase de maturité comme c'est le cas des industries électriques et gazières en Europe.

La régulation des monopoles s'est surtout attachée à limiter leur pouvoir de marché en fixant les prix de telle manière que les revenus soient égaux aux coûts plus un retour sur investissement raisonnable. Ce type de régulation destiné à limiter le taux de rentabilité est dit « cost plus ». Averch et Johnson (1962) ont montré que ce type de régulation conduit inexorablement au surinvestissement et à la surcapitalisation. Ainsi, avant leur libéralisation, les industries électriques des pays européens possédaient pour la plupart des taux élevés de capacité de réserve. Alors qu'un taux de 15% à 20% est considéré comme optimal, le taux moyen des pays européens était de l'ordre de 40% à 50%. Dans la mesure où l'énergie primaire était bon marché, ces taux élevés permettaient d'assurer la continuité des approvisionnements à un coût relativement bas. Le faible coût de l'énergie a été un obstacle à la réalisation d'économies d'énergie, et a, bien au contraire, dopé la croissance de la demande. Mais, avec l'augmentation des prix des énergies primaires, causée par l'épuisement progressif des réserves des énergies non renouvelables, les restrictions dues à des considérations écologiques et la forte croissance de la demande des grands pays en transition, la facture énergétique des pays européens est devenue de plus en plus lourde à supporter pour leur économie.

Nous présenterons et discuterons dans ce paragraphe la théorie de Averch Johnson (1962) et nous donnerons une démonstration mathématique de l'effet de surcapitalisation qui en découle en suivant celle de Takayama (1969).

Soient Y la quantité produite, L la quantité de travail et K le stock de capital nécessaire à la production de Y . La fonction de production s'écrit donc $Y = F(L, K)$ avec $F_L > 0$ et $F_K > 0$.

Soit $p(Y)$ la fonction inverse de la demande telle que $p'(Y) < 0$. $p(Y)$ est une fonction concave. Soient w le coût unitaire du travail et r le coût du capital de la firme. On définit le profit de la manière suivante :

$$\pi = p(Y).Y - w.L - r.K = R(L, K) - w.L - r.K \quad (1)$$

$R(L, K)$ étant la fonction de revenu.

Le taux de retour sur le capital (rentabilité du capital) se définit comme le revenu (PQ) moins les coûts des inputs autres que le capital (dans ce modèle cela se limite au facteur travail) divisé par le niveau du capital investit K.

Soit s le taux de rentabilité du capital jugé raisonnable par les autorités de régulation. La contrainte limitant le retour sur le capital s'écrit donc :

$$\frac{p.Y - w.L}{K} \leq s \quad (2)$$

Nous pouvons écrire cette contrainte sous la forme de la fonction suivante :

$$g(L, K) = -(p.Y - w.L - s.K) \geq 0 \quad (3)$$

Si $s \leq r/K$ alors la firme se retirerait du marché car le taux de retour sur le capital autorisé serait inférieur au coût du capital. Nous considérerons donc le cas où $s > r/K$.

Il s'agit à présent d'un problème de maximisation sous contrainte classique. Il faut donc maximiser la fonction de profit (1) sous la contrainte de rentabilité du capital (2), à laquelle se rajoutent deux autres contraintes $L \geq 0$ et $K > 0$.

Le lagrangien se définit de la manière suivante :

$$\Phi(L, K) = p.Y - w.L - r.K - \lambda.(p.Y - w.L - s.K) \quad (4)$$

Et les conditions de Khun-Tucker-Lagrange (conditions du premier ordre) sont les suivantes :

$$(1 - \lambda^*)(p + p'F) F_L \leq (1 - \lambda^*).w \quad (5)$$

$$(1 - \lambda^*)(p + p'F) F_L .L^* \leq (1 - \lambda^*).w.L^* \quad (6)$$

$$(1 - \lambda^*)(p + p'F) F_K \leq r - \lambda^*.s \quad (7)$$

$$(1 - \lambda^*)(p + p'F) F_K .K^* \leq (r - \lambda^*.s).K^* \quad (8)$$

$$\lambda^*(p.F(L, K) - w.L^* - s.K^*) = 0 \quad (9)$$

$$\lambda^* \geq 0 \quad (10)$$

Or $R_L = (p + p'F) F_L$ et $R_K = (p + p'F) F_K$

La solution (L^*, K^*, λ^*) au système d'équations précédent définit le niveau pour lequel la contrainte (2) devient active. En supposant que $L^* > 0$, $K^* > 0$ et $\lambda^* > 0$, les conditions du premier ordre 5 à 10 peuvent s'écrire :

$$R_L = w \quad (11)$$

$$(1 - \lambda^*) \cdot R_k = r - \lambda^* \cdot s \quad (12)$$

$$p \cdot F - w \cdot L^* - s \cdot K^* = 0 \quad (13)$$

$$\lambda^* > 0 \quad (14)$$

Le revenu marginal du produit du facteur travail (L) est égal au coût du travail et le revenu marginal produit du capital (K) est égal au coût du capital plus un facteur d'ajustement dépendant du taux de retour sur le capital autorisé s. La condition (12) peut également s'écrire :

$$R_k = r - \frac{s - r}{1 - \lambda^*} \cdot \lambda^* \quad (12')$$

En l'absence de contrainte ($\lambda = 0$), les équations (11) et (12) s'écrivent :

$$R'_L = w \quad (15)$$

$$R'_k = r \quad (16)$$

Le revenu marginal du produit de chaque facteur est égal à son prix. On retombe sur le cas classique d'un monopole non régulé.

En supposant qu'il existe des valeurs optimales finies K_0 et L_0 pour le problème de maximisation sans contrainte, le taux s_0 de retour sur le capital pour le cas sans contrainte est :

$$s_0 = \frac{p \cdot F(L_0, K_0) - w \cdot L_0}{K_0}$$

Pour que la contrainte portant sur la rentabilité du capital s'active, il faut que $s_0 > s$ ($> r/K$). En effet, si $s_0 \leq s$ alors le taux de retour sur le capital dans le cas non contraint (sans régulation) serait inférieur au taux de retour sur le capital contraint (avec régulation). La régulation n'aurait donc aucun impact et donc aucune utilité.

En supposant que $s > r$ (comme nous l'avons vu précédemment) et que $\lambda^* < 1$, nous avons $R_k < r$, c'est-à-dire que le revenu marginal du produit du capital de la firme régulée est inférieur à son coût du capital.

Averch et Johnson supposent que la fonction de revenu $R \equiv p.F(L,K)$ est strictement concave, c'est-à-dire que $R_{kk} < 0$. Cela revient à dire que le revenu marginal du produit du capital est une fonction décroissante du capital utilisé. Par conséquent, si la courbe du revenu marginal du produit du capital reste égale à elle-même, alors $K^* > K_0$: le capital utilisé par la firme régulée est donc supérieur à celui utilisé par une firme libre de toute régulation de son taux de régulation du capital. Ainsi, on en conclut que les firmes sujettes à une régulation de leur rentabilité du capital ont tendance à surcapitaliser. Ce qui se traduit généralement par un surinvestissement dans les capacités de production.

Takayama (1969) émet trois critiques à cette théorie d'Averch Johnson. La première remet en cause l'hypothèse de concavité de la fonction de revenu $R(L,K)$. La seconde remet en cause l'hypothèse de stabilité de la courbe du revenu marginal du produit du capital. Et enfin, la troisième questionne le fait que λ^* soit inférieur à 1. Nous tenterons de montrer dans ce qui suit que les critiques ne s'appliquent pas aux industries électriques et gazières.

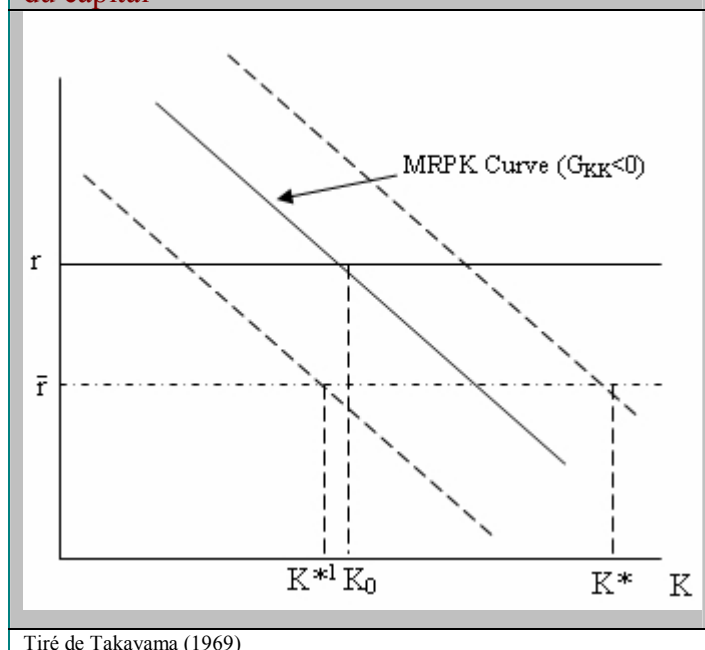
Takayama (1969) fait remarquer que la fonction de revenu n'est pas forcément concave, c'est-à-dire que le revenu marginal du produit du capital n'est pas forcément une fonction décroissante du capital utilisé. Le revenu marginal du produit du capital possède deux composantes. La première composante est le revenu marginal du produit physique du capital c'est-à-dire le capital ayant été transformé en patrimoine physique de la société, généralement dans des capacités de production. Selon Takayama (1969), celle-ci n'est pas forcément une fonction décroissante de la quantité de capital utilisée : il cite le cas où il existe des rendements d'échelle, comme par exemple pour des fonctions de production du type $Y = L^{0.5} * K^2$. Les industries électriques et gazières, étant fortement capitalistique, correspondent à ce cas de figure où il existe de fortes économies d'échelle. La seconde composante est le revenu marginal au sens classique du terme. De la même manière, le revenu marginal n'est pas forcément une fonction décroissante du niveau de la production. Mais dans l'industrie électrique et l'industrie gazière, le revenu marginal est bien une fonction décroissante du niveau la production car si l'on veut vendre des unités supplémentaires, il faut que le prix baisse. Laquelle des deux composantes l'emporte sur l'autre ? La baisse du prix dû à la mise sur le marché d'une unité supplémentaire est-elle compensée par les économies d'échelle que suscite la production de cette unité supplémentaire ? Si la réponse est affirmative, alors

comme le faisait remarquer Takayama (1969) la fonction de revenu n'est pas concave. Si la réponse est négative, alors la fonction de revenu reste concave.

En fait, la réponse pour l'industrie électrique et l'industrie gazière dépendra du niveau de l'offre par rapport à celui de la demande. Si l'offre est trop excédentaire, de telle sorte que l'unité supplémentaire ne sera pas consommée, ou ne le sera que si la baisse du prix de vente est supérieure aux économies d'échelle, alors la fonction de revenu sera concave et on se retrouvera dans le cas de figure décrit par Averch et Johnson (1962). C'est paradoxalement dans cette situation d'offre excédentaire que l'effet Averch-Johnson entre en jeu et que les firmes électriques et gazières régulées ont tendance à surcapitaliser notamment par le surinvestissement. Si c'est la demande qui est excédentaire, alors la fonction de revenu n'est sûrement pas concave : les prix ont tendance à augmenter et les économies d'échelle battent leur plein. Bien que la situation le nécessite, on ne peut pas dire qu'il existe un effet Averch-Johnson incitant les firmes à investir. Ainsi on se retrouve dans une situation très paradoxale où les firmes sont incitées à investir en période d'offre excédentaire, alors qu'elles ne le sont pas lorsque l'offre est insuffisante.

La seconde remarque de Takayama (1969) est la plus sévère à l'encontre de la démonstration de Averch-Johnson. En effet, il affirme que la courbe du revenu marginal du produit du capital n'est généralement pas stable car avec l'introduction d'un taux régulé de rentabilité du capital, la firme ajustera les niveaux de ses facteurs de production, le capital K et le travail L , afin qu'ils soient optimaux sous le régime de la régulation. Ainsi, lorsque la courbe se déplace trop vers le bas, impliquant une réduction du niveau des facteurs de production, on ne peut pas conclure, même sous l'hypothèse de concavité stricte, que $R_k < r$ implique $K^* > K_0$. Pour s'en convaincre, il suffit regarder le graphe ci-après que nous avons tiré de l'article de Takayama (1969). On ne peut donc conclure sur la réalité de l'effet Averch-Johnson que si l'on connaît le sens et l'importance du déplacement de la courbe.

Graph 3.1 : courbe du revenu marginal du produit du capital



Dans le cas qui nous intéresse, celui des industries électriques et gazières, la régulation ne se limite pas à une régulation du taux de retour sur le capital. Les firmes n'ont généralement pas la possibilité de redéfinir librement les niveaux de leurs facteurs de production K et L . Il est par ailleurs très improbable que les autorités de régulation laissent la firme régulée revoir à la baisse le niveau de ses facteurs de production. Cette seconde critique n'est donc pas applicable aux industries que nous étudions ici.

Et finalement en ce qui concerne la dernière remarque, Takayama y répond lui-même dans son article en montrant la continuité de λ^* par rapport à s , condition nécessaire pour que $\lambda^* < 1$.

Pour conclure, nous pouvons affirmer que la régulation a mené les industries énergétiques européennes à surcapitaliser, notamment en surinvestissant dans leurs capacités de production. Cela a conduit à une forte croissance de la demande énergétique. Ce système est donc incompatible avec la politique de maîtrise de la demande qui serait nécessaire pour réduire la facture énergétique européenne. Les mécanismes de marché sont-ils plus à même d'améliorer la sécurité énergétique en incitant les firmes à investir de manière optimale et en permettant une meilleure maîtrise de la demande ? Les marchés libéralisés offrent-ils une alternative crédible par rapport à ces questions de sécurité énergétique ?

3.1.3. La théorie des mécanismes de marché pour l'investissement.

La théorie selon laquelle les mécanismes de marchés sont suffisants pour orienter de manière optimale les investissements est issue de la théorie néoclassique. Elle se base sur les hypothèses de complétude de l'information et de rationalité des agents économiques. La complétude de l'information signifie que les agents économiques ont accès de manière égale à une information complète et parfaite sur l'état du marché. Toute l'information existante est disponible, et toute l'information disponible est publique. Il n'existe pas d'informations privées : les agents ont donc une visibilité parfaite du marché. Les prix constituent le principal vecteur de révélation de cette information. Ils contiennent de manière explicite ou implicite l'ensemble des informations existantes. La rationalité des agents économiques consiste à considérer qu'ils ont la capacité intellectuelle d'interpréter l'ensemble des informations contenues dans les prix et de prendre leurs décisions de manière rationnelle. C'est-à-dire que les agents sont censés disposer d'une information complète et de capacités de calcul illimitées leur permettant de maximiser leur propre utilité. Sur la base de ces deux hypothèses, la libre concurrence entre agents économiques rationnels devrait conduire à l'efficacité du marché à travers un processus de sélection naturelle. Les deux principaux mécanismes de marché sont le mécanisme des prix comme mécanisme de révélation de l'information et celui de la concurrence comme mécanisme de sélection des meilleures pratiques notamment en terme d'investissement. Ces deux mécanismes s'alimentant l'un l'autre.

Dans le cas de l'industrie électrique par exemple, dès lors que les prix reflètent sans distorsion toute l'information relative aux conditions de l'offre et de la demande et que les agents économiques évaluent leurs opportunités d'investissement de manière rationnelle, les signaux véhiculés par le marché spot seraient suffisants pour orienter les investissements de manière optimale (Crew et Kleindorfer, 1986) et déterminer le niveau de sécurité de fourniture recherché aussi bien à court terme qu'à long terme. En effet, les prix de pointe peuvent être interprétés et rattachés à une valeur implicite de la défaillance orientant le développement de l'offre de pointe tout en contribuant à la valeur d'usage des équipements de base. Par ailleurs, les recettes très supérieures dégagées durant les pics en période de pointe permettraient une recette annuelle moyenne suffisante pour rentabiliser les investissements en production de base et de semi-base (Stoft, 2002). Afin que les prix reflètent fidèlement l'état de l'offre et de la demande il est nécessaire que le marché soit liquide et qu'il n'existe pas de pouvoir de marché. Newberry (2000) considère que, sous réserve qu'il existe une réelle confiance dans la

qualité de la concurrence sur le marché de gros, la liquidité du marché des contrats bilatéraux est assurée. L'entrée de nouveaux producteurs non intégrés verticalement et libre de tout engagement de long terme devrait conduire de manière naturelle au développement des capacités de production.

Les partisans de la théorie de l'efficacité des marchés assimilent la dynamique du marché électrique à celle d'un marché de biens ayant un cycle de prix classique comprenant des phases de prix élevés engendrant la construction de nouvelles capacités. Les prix connaissent une volatilité à plus ou moins court terme résultant des tensions entre l'offre et la demande instantanées, mais également des phases cycliques à plus long terme résultant des rigidités entre les niveaux d'offre et de demande sur de longues périodes. La durée de construction, la durée de vie des équipements et le temps d'adaptation de la demande sont autant de facteurs responsables de ces rigidités. Afin de ne pas créer de distorsions dans le processus d'adaptation de l'offre à la demande, il faut laisser les mouvements de prix jouer leur rôle librement quelles que soient leur amplitude (Ford, 2001). Cette vision économique sur la nature et le rôle du marché permet de s'en remettre entièrement au prix pour l'incitation et l'orientation des investissements. Si ces arguments sur l'efficacité des mécanismes de marché pour orienter l'investissement tiennent pour l'industrie électrique, alors ils tiennent à plus forte raison pour l'industrie du gaz qui produit une énergie stockable dont la demande est moins inélastique que celle de l'électricité. Les prix du gaz sont également beaucoup moins volatils que les prix de l'électricité.

Cependant, cette vision idyllique d'un marché autorégulateur qui était à l'origine des politiques de dérégulation des marchés énergétiques a vite été démentie par les nombreux dysfonctionnements des marchés électriques fraîchement libéralisés. La crise californienne est un parfait exemple de ces dysfonctionnements. Cette logique du tout marché a donc ses limites que nous nous proposons d'exposer dans le paragraphe suivant.

3.1.4. Les limites de la logique de marché.

La théorie de l'efficacité de marché repose sur des hypothèses fortes qui se vérifient rarement dans la réalité des marchés. Sans vouloir trop nous étendre sur des évidences, les acteurs

économiques n'ont qu'une rationalité limitée (Simon⁴⁹), ils n'ont pas accès à une information complète et parfaite et enfin les managers des firmes ne maximisent pas forcément les profits pour le compte des actionnaires mais peuvent également, comme le suggère la théorie managériale de la firme (Berle, Means, Galbraith), préférer maximiser leur propre utilité, du moins dans une certaine mesure. Selon la conception néoclassique de la firme, la maximisation des profits est dans le meilleur des intérêts des actionnaires qui, par le biais de mécanismes d'incitations, poussent les managers à agir selon leurs volontés, c'est à dire dans le sens de leurs intérêts. Or, la théorie de l'agence (Jensen et Meckling 1976, voir également Grossman, Hart, Holström pour les problèmes principal-agent) et à la théorie de l'asymétrie de l'information (Akerlof, Spencer, Stiglitz) remettent sérieusement en cause l'efficacité de ces mécanismes d'incitation. Greenwald et Stiglitz (1986) montrent que lorsque l'information est imparfaite, l'équilibre concurrentiel n'est pas efficace au sens de Pareto. Un autre résultat important⁵⁰ connu sous le nom de paradoxe de Stiglitz montre que le marché, laissé à lui-même, ne peut améliorer son propre fonctionnement. Nous pouvons donc constater que d'un point de vue théorique, cette thèse de l'efficacité du marché est assez contestable et contestée.

Le marché n'oriente pas forcément de manière efficiente les investissements. En effet, dans l'industrie électrique par exemple, de nombreux problèmes d'investissement sont apparus sur les marchés libéralisés ou en cours de libéralisation. La dérégulation de l'industrie électrique californienne en est un des exemples les plus notoires. Après avoir subi des prix réglementés trop faibles pour rentabiliser leurs investissements, les électriciens ont gelé leurs investissements pour pouvoir profiter d'une envolée des prix au moment de la libéralisation des tarifs. Par la suite, afin d'éviter une chute des prix, les électriciens californiens ont continué leur politique de sous investissement qui aurait été particulièrement rentable sans la présence d'une autorité de régulation forte, disposant de pouvoirs de coercition importants pour lutter contre les manipulations de marché individuelles ou collectives (collusion). En Europe, depuis qu'a été décidée la libéralisation de l'industrie électrique, les capacités de réserves ont fortement diminué dans la plupart des pays. Par conséquent, le risque de rupture des systèmes électriques s'est accru comme l'attestent les pannes électriques généralisées qui ont eu lieu ces dernières années (Suisse/Italie en juin 2003, Allemagne/Europe en Novembre 2006).

⁴⁹ Prix Nobel 1978.

⁵⁰ Grossman S.J. et Stiglitz J.E. "On the impossibility of informationally efficient markets", American Economic Journal, 1980.

Comment expliquer économiquement ces ratés de la libéralisation des industries électriques dont l'objectif premier était la rationalisation de l'offre grâce aux signaux de marché fournis par les prix ? Dans un marché libéralisé, les forces de la concurrence poussent les prix vers le coût marginal. Etant donné que dans l'industrie électrique le coût marginal est supérieur au coût moyen, les firmes ne peuvent pas, sur la base de tels prix de marché, amortir leurs investissements sur le long terme. Rappelons que l'une des raisons d'être de la régulation tarifaire est justement de forcer les prix vers le coût moyen ou bien encore vers le coût marginal de long terme. En fait, les signaux de marché ne prennent en compte que l'état de l'offre et de la demande à un moment donné et ne permettent qu'une vision de court terme du marché. Il est donc difficile de demander à des acteurs économiques de se fier à ces signaux de court terme pour réaliser leurs investissements à long terme. Par ailleurs, l'apparition des signaux de marché indique généralement que des investissements auraient dû être réalisés par le passé. Il existe un certain décalage entre le moment où des investissements sont nécessaires et le moment où le niveau des prix augmente du fait d'une insuffisance de l'offre par rapport à la demande. Ce décalage est d'autant plus important que le temps de construction de nouvelles unités de production est important comme cela est le cas pour l'industrie électrique. Le principe d'accélération (Aftalion A.) et le modèle de Hansen-Samuelson expliquent assez bien ce phénomène. La forte volatilité des prix de l'électricité, particulièrement durant les périodes de pointe, est un autre élément à charge contre l'efficacité des mécanismes de marché pour orienter l'investissement dans l'industrie électrique. En effet, elle rend plus illisible encore les tendances de prix pour repérer une orientation vers le coût marginal de long terme qui pourrait indiquer un besoin de nouvelles capacités. De plus, elle crée une incertitude déterminante sur le retour sur investissement des équipements de pointe et de base. Et enfin, elle suscite des effets contre-cycliques très négatifs au regard des investisseurs. En effet, les investissements relevant de décisions non coordonnées suscitées par des pics de prix rapprochés entraînent souvent des situations de surcapacité qui se traduisent par une baisse importante des prix de pointe et, de manière plus générale des prix moyens annuels en dessous du coût complet. Il serait par conséquent très hasardeux de compter uniquement sur les mécanismes de marché pour orienter les investissements dont l'industrie électrique pourrait avoir besoin. Nous verrons dans la dernière section de ce chapitre que les mécanismes de marché pourraient être plus utiles pour les investissements de pointe que pour les investissements de base.

En ce qui concerne l'industrie gazière, la problématique de l'investissement se pose différemment. Nous rappelons que le gaz est une énergie généralement substituable et relativement stockable dont les prix ne connaissent pas, et ne devraient pas connaître avec l'introduction des marchés spot, les volatilités extrêmes que connaissent les prix de l'électricité. A priori, il devrait donc être plus aisé de libéraliser l'industrie gazière que l'industrie électrique. L'investissement est une des questions cruciales de ce processus de libéralisation. Les contrats long terme entre producteurs et consommateurs ont permis jusqu'à présent d'assurer une certaine visibilité de la rentabilité à long terme des investissements. Cette sécurité apportée par les contrats de type « take or pay » a permis d'accompagner la croissance de l'industrie et de financer ses lourdes infrastructures surtout dans le domaine de la production et du transport. L'indexation des prix du gaz naturel sur les prix d'une énergie de substitution, en l'occurrence le pétrole, a permis de rendre le gaz naturel compétitif par rapport au fioul domestique (gasoil). Les mécanismes de marché n'auraient sûrement pas permis un tel développement de l'industrie du gaz naturel. L'Europe possède actuellement le réseau gazier le plus dense au monde. Si les prévisions de croissance économique se confirment, l'industrie gazière devrait poursuivre sa croissance et de nouveaux investissements seraient nécessaires pour satisfaire la croissance de la demande en gaz naturel. Le gaz naturel devrait donc servir d'énergie de substitution durant la phase de déclin de la production mondiale de pétrole. Jugeant ces contrats longs termes contraires aux règles de la libre concurrence, la Commission Européenne prône leur suppression. Afin que l'ouverture des marchés énergétiques européens soit un succès, il faudrait que l'ensemble des firmes énergétiques puisse avoir les mêmes conditions d'accès aux approvisionnements en énergie première. Or ces contrats long terme figent sur de longues périodes des conditions d'approvisionnement en gaz naturel qui sont différentes pour les firmes européennes. Quelles seraient aujourd'hui les conséquences, en terme d'investissements, de l'abandon de ces contrats long terme pour des contrats de type « take or release » permettant de mettre sur les marchés spot européens les excédents de gaz ?

Pour répondre à cette question il faut différencier les investissements réalisés par les firmes européennes qui ont accès à l'aval de l'industrie, de ceux des firmes non européennes qui n'y ont pas accès. L'abandon des contrats long terme « take or pay » devrait surtout profiter aux firmes européennes qui pourront jouir d'une plus grande flexibilité dans leurs approvisionnements et adapter leur capacité d'offre en fonction de l'évolution de la demande. L'ouverture des marchés énergétiques européens, a par ailleurs permis une plus grande

intégration des industries gazières et électriques. La restructuration de l'industrie gazière a donc fait émerger de nouvelles opportunités d'investissements en aval qui devraient se suffire des mécanismes de marché, mais les compagnies nationales exportant du gaz vers l'Europe craignent de voir leurs investissements devenir des coûts échoués, c'est-à-dire que l'amortissement de leurs investissements passés soient remis en cause. Si les volumes que l'Europe importe sont revus à la baisse, alors la rentabilité de leurs investissements pourrait être remise en cause. Le seul moyen d'éviter ces craintes seraient d'ouvrir l'aval de l'industrie gazière à ces compagnies pour qu'elles aient, au même titre que leurs concurrentes européennes, la maîtrise de leurs débouchés et puissent faire de leur gaz une énergie compétitive. Afin d'éviter de voir ces compagnies nationales réduire leurs investissements pour compenser une éventuelle chute des importations européennes par une hausse des prix, ou bien de les voir diversifier leurs exportations (développement du GNL en Algérie, projets de nouveaux gazoducs vers l'Inde, la Chine et le Japon à partir de Russie), l'Union Européenne s'est résolue à une ouverture limitée de ses industries gazières et électriques à ces compagnies nationales. Ces dernières, ayant un accès privilégié à l'amont de l'industrie, posséderont à terme un avantage concurrentiel sur leurs concurrentes européennes. Il est par ailleurs très peu probable que les pays producteurs de gaz ouvrent l'amont de leurs industries gazières aux firmes européennes. L'ouverture des marchés européens aux fournisseurs non européens de gaz naturel pourrait donc affecter la compétitivité des compagnies énergétiques européennes et, in fine, réduire le niveau de leurs investissements. Le choix de la libéralisation de l'industrie gazière aura donc des effets ambigus sur l'investissement.

L'Europe semble poursuivre deux objectifs contradictoires : elle souhaite augmenter ses capacités d'importation de gaz pour satisfaire sa demande future, mais sans s'engager sur le niveau de cette demande. Etant données les prévisions de croissance de la demande mondiale de gaz naturel, les prix du gaz naturel devraient donc augmenter de manière continue dans les décennies à venir. Des contrats long terme sécurisant les approvisionnements de gaz naturel en prix et en quantité auraient sûrement été un moindre mal dans une industrie en forte croissance. Cette démarche européenne qui paraît donc assez contradictoire traduit en fait une certaine inquiétude sur l'impact que pourrait avoir une probable récession économique causée par le déclin de la production pétrolière mondiale sur le niveau de la demande de gaz naturel futur. Dans le cas d'une forte baisse de cette demande, l'Europe, en remettant en cause les contrats long terme, ne serait pas obligée de payer d'importantes quantités de gaz naturel dont elle n'aurait plus besoin. Le retour aux mécanismes de marché serait donc moins de favoriser

l'investissement que de permettre une plus grande flexibilité de l'offre par rapport aux évolutions de la demande future de gaz naturel.

3.2. Industrie électrique : deux types d'investissements aux profils de risque très différents.

Nous venons de voir qu'il existait principalement deux conceptions radicalement différentes des structures institutionnelles et organisationnelles devant régir les industries électriques et gazières. Ces deux conceptions s'opposent sur la répartition des rôles entre l'Etat d'une part et le marché d'autre part. Dans un premier cas, l'industrie est entre les mains d'un monopole public qui assure sa gestion au quotidien et planifie les investissements nécessaires à son développement sur le long terme. Dans un second cas, l'industrie est composée de plusieurs firmes qui se font concurrence sous le contrôle d'une autorité de régulation dont les prérogatives et les pouvoirs de coercition et d'incitation varient selon les pays. Les décisions d'investissement dépendent des signaux de prix qui sont envoyés par le marché, mais comme le font remarquer J-M. Chevalier et J. Percebois (2007) « ces signaux ne sont peut-être pas suffisant pour que se construisent à la fois la base et la pointe ». L'une des questions principales qui se posent est de savoir quel mode d'organisation industrielle permet d'optimiser les investissements nécessaires à la sécurité des approvisionnements. La réponse à cette question peut être facile à trouver lorsque l'on considère l'investissement de manière homogène, c'est-à-dire comme si il n'existait qu'un seul type d'investissement. Mais il devient beaucoup plus difficile d'y répondre lorsque l'on se trouve face à une grande hétérogénéité des investissements comme c'est le cas dans l'industrie électrique.

3.2.1. Les caractéristiques des investissements pour la demande de base et la demande de pointe.

Dans l'industrie électrique, il existe deux types d'investissements radicalement différents. Les centrales électriques généralement destinées (ou qui ont vocation) à satisfaire la demande de base ont les caractéristiques suivantes:

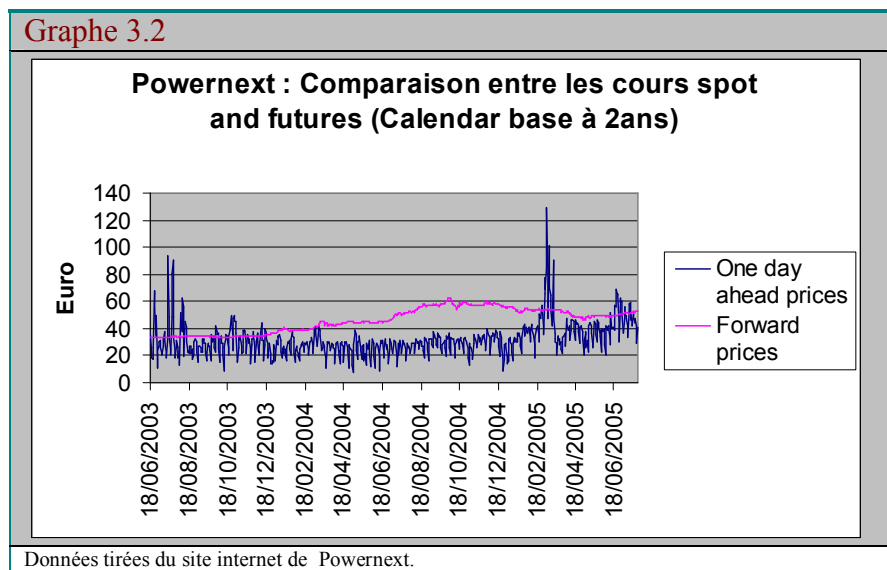
- Ces centrales sont très capitalistiques, c'est-à-dire qu'elles nécessitent de lourds investissements. L'investissement initial est de 1700 à 2150 \$/Kw pour une centrale nucléaire et de 1900 à 2600 \$/Kw pour une centrale hydraulique.
- Leur temps de la construction est assez long : en moyenne 6 ans pour une centrale nucléaire de taille moyenne.
- Elles ont un retour sur investissement assez long. Le ROI est supérieur à 15 ans pour une centrale nucléaire et d'environ 10 ans pour une centrale hydraulique.
- Elles ont des coûts fixes importants et des coûts variables très faibles. La structure de coût d'une centrale nucléaire est à peu près la suivante : 50% pour l'amortissement de l'investissement, 30% pour l'achat des combustibles et 20% pour les frais d'exploitation. Pour une centrale hydraulique, 80% des coûts concernent l'amortissement de l'investissement et 20% concernent les frais d'exploitation.
- Elles ont une production peu flexible. Un changement de niveau de production est coûteux en argent et en temps.

Alors que les centrales électriques généralement destinées (ou qui ont vocation) à satisfaire la demande de pointe ont des caractéristiques opposées:

- Ces centrales ne sont pas très capital intensive. L'investissement initial est de 400 à 500 \$/Kw pour une centrale au gasoil, de 350 à 800 \$/Kw pour une centrale au gaz et de 800 à 1600 \$/Kw pour une centrale au charbon.
- Elles ont un temps de construction assez court : 2 à 3 ans pour des centrales au gaz à cycles combinés.
- Elles ont un retour sur investissement d'environ 5 ans ; 6 ans pour les centrales au charbon.
- Elles ont généralement des coûts fixes faibles et des coûts variables assez élevés. La structure de coût des centrales, qu'elles soient au gasoil, au gaz, ou au charbon est à peu près la suivante : 25% pour l'amortissement de l'investissement, 60% pour l'achat des combustibles et 15% pour les frais d'exploitation.
- Elles ont une production très flexible. Un changement de niveau de production se fait assez rapidement à un coût très faible.

L'objet de cette section est de montrer qu'il existe dans l'industrie électrique principalement deux types d'investissement qui s'opposent, non seulement sur plusieurs caractéristiques

essentielles comme nous venons de la voir, mais également sur les caractéristiques de leurs revenus. En effet, les centrales électriques destinées à la production de base commercialisent généralement leur électricité en ayant recours à des contrats long terme avec leurs clients et/ou en utilisant sur les marchés, lorsque c'est possible, des contrats futurs à longue échéance (jusqu'à 3 ans). Elles bénéficient de ce fait de prix moins volatils que les centrales électriques destinées à la demande de pointe qui sont plus souvent confrontées aux marchés spot. Comme le montre le graphe ci-dessous, les cours des contrats futurs sur la demande de base à échéance deux ont une volatilité beaucoup plus faible que les cours spot dont la volatilité est, comme nous le verrons plus bas, stochastique.



Nous supposons donc que les centrales électriques destinées à la production de base vendent leur électricité exclusivement à travers des contrats long terme de gré à gré, ou des contrats futurs à longue échéance (que ce soit pour la demande de base ou la demande de pointe). Elles s'assurent ainsi un certain niveau de revenus leur permettant d'amortir leurs investissements. Et que les centrales électriques destinées à la production de pointe vendent leur électricité exclusivement à travers les marchés spot. Elles ne produisent par définition que pour la demande de pointe car cela ne serait pas assez rentable de produire pour la demande de base.

Les stratégies d'investissement des firmes dépendent dans une large mesure du type d'investissement qu'elles réalisent. Ces stratégies sont d'autant plus divergentes que les investissements ont des caractéristiques différentes. Dans la pratique, les firmes possèdent à la fois des capacités de production pour satisfaire la demande de base et des capacités de production pour satisfaire la demande de pointe. Elles essaient d'optimiser un portefeuille

d'investissement, mais il nous paraît difficile pour une firme d'optimiser simultanément ces deux types d'investissement notamment par ce qu'ils sont à la fois hétérogènes et interdépendants.

3.2.2. Evaluation d'un investissement pour la demande de base par un modèle d'option réelle (Pindyck, 1991)

Dans la suite de cette section, nous étudierons les stratégies d'investissement des firmes électriques à travers la théorie des options réelles. Les stratégies d'investissement des firmes changent en fonction de leur environnement économique et institutionnel. L'incertitude joue un rôle majeur dans l'évaluation d'une opportunité d'investissement. En environnement certain, la firme connaît avec certitude ses cash-flows futurs. Dans ce cas, l'un des modèles les plus répandus pour évaluer une opportunité d'investissement est le modèle classique standard VAN – Valeur Actualisée Nette. Ce fut, durant de longues décennies, le principal modèle utilisé par les professionnels et les universitaires pour évaluer les investissements. Ceux-ci ne pouvaient être effectués que si leur montant était inférieur à la somme actualisée des cash-flows futurs. Cependant, dans les années 80, les économistes ont pris conscience des insuffisances de la VAN. En effet, elle ne prend pas en compte le caractère irrécupérable des coûts d'investissement et la possibilité de retarder un investissement à une date plus propice. La programmation dynamique et la théorie des options ont donc été utilisées pour élaborer des modèles d'investissement plus dynamiques. En fait, les modèles dynamiques nous permettent de passer d'une évaluation en temps discret d'une opportunité d'investissement à une évaluation en temps continue. Ces modèles sont une généralisation du modèle de la VAN. Ils permettent une meilleure prise en compte de l'incertitude et du temps. On peut imaginer le degré de complexité que pourrait atteindre un arbre de décision probabilisé portant sur un grand nombre de périodes. La principale différence entre ces deux approches est le taux d'actualisation. Dans les modèles d'options réelles, ce taux d'actualisation est fixé par le marché pour toutes les firmes sans distinction, alors que dans les modèles de programmation dynamique il est fixé par la firme selon son propre coût du capital et sa propre appréciation des risques. Dans un cas il s'agit d'une approche de marché des stratégies d'investissement (en univers risque neutre) et dans l'autre il s'agit d'une approche plus spécifique à la firme. L'approche par les options réelles nous semble donc la plus adaptée à l'analyse d'investissement de firmes électriques exerçant leurs activités au sein d'un marché libéralisé.

Parmi les travaux de référence sur les options réelles, on peut citer ceux de Brennan et Schwartz (1982,1985), de Pindyck (1988, 1991), de Mac Donald et Siegel (“The Value of Waiting to Invest”, 1986), et de E. Teisberg (1993) qui utilise les options réelles pour évaluer les stratégies d’investissement de firmes réglementées. Tous ces modèles consistent à dériver la valeur d’une option – montant initial à investir pour sauvegarder une opportunité d’investissement future – et d’établir la politique optimale d’investissement. Le modèle de Mac Donald et Siegel est souvent utilisé comme modèle de base pour certains développements théoriques.

Le modèle de Pindyck (1991)

Pindyck (1991) prend comme modèle de base celui de Mac Donald et Siegel (1986) sur les investissements irréversibles. Il s’agit d’un modèle basé sur le principe de la maximisation de la valeur de la firme. Le problème que se posent Mac Donald et Siegel est de connaître le seuil optimal atteint par la valeur V d’un projet pour que l’investissement ait lieu. La valeur du projet évoluant selon un mouvement brownien géométrique :

$$dV = \alpha.V.dt + \sigma.V.dz \quad [1]$$

Où dz est l’incrément d’un processus de Wiener, α représente le taux croissance de la valeur du projet, et σ représente sa volatilité. L’équation [1] stipule que la valeur future du projet est incertaine et suit une distribution log-normale. En supposant les coûts constants, on considère que la valeur du projet suit la même dynamique que celle des prix des biens produits. Il s’agit là du modèle de base : il existe d’autres extensions au modèle qui prennent en compte une certaine évolution des prix.

Mac Donald et Siegel (1986) considèrent une opportunité d’investissement qui est semblable à une option “Call Perpétuel” (sans date d’expiration) pour laquelle il faut trouver la date optimale d’exercice. On peut donc utiliser les modèles d’évaluation des options pour étudier l’investissement, c’est à dire connaître la valeur de l’option et la règle optimale d’investissement.

La théorie des options est basée sur le principe d'absence d'opportunité d'arbitrage qui découle du fait que pour un marché complet l'option peut être parfaitement dupliquée par un portefeuille dynamique d'actifs. Ce portefeuille de couverture et l'option doivent donc avoir un même prix. Ce prix ne dépend pas des préférences individuelles pour le risque, mais du risque du marché qui est le même pour tous les agents. On dit que l'on évalue l'option en univers "risque neutre". Ainsi, dans le cas des options réelles, on suppose que l'hypothèse de duplication est soutenable pour des biens qui sont échangés à la fois sur le marché spot et sur le marché à terme, ou pour les biens dont le prix est corrélé avec la valeur des actifs. Nous pouvons donc utiliser le modèle d'option réelle aux investissements de l'industrie électrique. Lorsque l'hypothèse de duplication de l'option n'est pas soutenable, il est possible d'utiliser la programmation dynamique.

Avant de nous lancer dans la résolution de notre problème d'investissement, nous devons définir quelques paramètres de rentabilité. Selon le CAPM, l'espérance de rendement μ d'un actif ou d'un portefeuille dynamique d'actif dont le prix x ⁵¹ qui est parfaitement corrélé avec V est :

$$\mu = r + \phi \cdot \rho_{Vm} \cdot \sigma$$

Où r est le taux sans risque, ϕ est le prix de marché du risque, et ρ_{Vm} est le coefficient de corrélation entre la valeur du projet V (ou de la firme) et le portefeuille de marché. Le paramètre μ représente le taux de rendement du projet ajusté au risque du marché. Pour que l'investissement ait lieu il faut que celui-ci soit supérieur au taux α que l'on a défini comme étant le taux de profit espéré du projet. Nous noterons δ la différence $(\mu - \alpha) > 0$. Pour les options, ce paramètre δ correspond au taux de dividende. Lorsque le taux de dividende est nul, il n'est jamais optimal d'exercer l'option avant échéance car il n'existe aucun coût à maintenir l'option en vie. Par contre, lorsque δ est positif, il peut être optimal d'exercer l'option avant échéance. Dans le cas des options réelles, ce δ correspond à un coût d'opportunité du temps d'attente pour le lancement d'un projet, et donc correspond au coût encouru pour maintenir une option d'investissement en vie. On comprend donc mieux que μ doit être supérieur à α . Si le coût d'opportunité $\delta = \mu - \alpha$ était négatif, cela indiquerait que les firmes gagnent à attendre pour investir, et elles n'investiraient jamais. Plus δ est grand et plus la valeur de l'option est

⁵¹ Le prix x évolue selon le même mouvement brownien géométrique que V : $dx = \mu \cdot x \cdot dt + \sigma \cdot x \cdot dz$

petite car le choix d'investissement se restreint à investir maintenant ou jamais ce qui revient au cas classique.

Nous pouvons à présent évaluer l'opportunité d'investissement d'une firme et déterminer la date optimale à laquelle cet investissement doit être effectué. Pour ce faire, nous dériverons de manière classique l'équation caractéristique que notre option d'investissement $C = C(V)$ devra satisfaire.

Considérons tout d'abord un portefeuille sans risque P constituée d'une position longue sur notre option $C(V)$ et d'une position courte sur dC/dV unités (afin d'éliminer l'élément stochastique en dz et ainsi avoir un portefeuille sans risque) de notre projet ou d'un portefeuille d'actions équivalent :

$$P = C(V) - V \cdot C_V \quad [2]$$

Pour obtenir notre équation caractéristique, nous devons déterminer le rendement espéré de notre portefeuille dynamique⁵² et, puisqu'il s'agit d'un portefeuille sans risque, l'égaliser avec le taux sans risque.

Le rendement total pour la détention du portefeuille sur un intervalle de temps dt peut être obtenu en dérivant l'équation [2] par rapport à V :

$$dC - C_V \cdot dV - \delta \cdot V \cdot C_V \cdot dt \quad [3]$$

Le rendement est donc égal au gain en capital sur l'intervalle dt ($dC - C_V \cdot dV$) moins le coût d'opportunité encouru pour maintenir l'option en vie. Afin de maintenir leur position courte, les agents doivent déboursier pour chaque intervalle de temps une somme égale au coût d'opportunité $\delta \cdot V \cdot C_V$.

Comme notre portefeuille dynamique d'actifs a été constitué de manière à être sans risque, nous pouvons établir l'équation suivante :

$$dC - C_V \cdot dV - \delta \cdot V \cdot C_V \cdot dt = r (C - C_V \cdot V) \cdot dt \quad [4]$$

⁵² Le portefeuille que nous avons constitué est dynamique car lorsque V change, C_V change également et avec lui la composition du portefeuille.

Nous pouvons développer le terme dC par le lemme d'Itô :

$$dC = C_V \cdot dV + (1/2) C_{VV} (dV)^2$$

$$dC = C_V \cdot [\alpha \cdot V \cdot dt + \sigma \cdot V \cdot dz] + (1/2) C_{VV} (dV)^2$$

En remplaçant α par $(\mu - \delta)$ et $(dV)^2$ par $\sigma^2 V^2 \cdot dt$.

$$dC = (\mu - \delta) V \cdot C_V \cdot dt + \sigma \cdot V \cdot C_V \cdot dz + (1/2) \sigma^2 V^2 C_{VV} \cdot dt \quad [5]$$

Les équations [4] et [5] nous permettent d'obtenir **notre équation caractéristique** :

$$\boxed{(1/2) \sigma^2 V^2 C_{VV} + (r - \delta) \cdot V \cdot C_V - r C = 0} \quad [6]$$

La valeur de notre option d'investissement doit satisfaire l'équation différentielle [6] ainsi que certaines conditions que l'on appelle "conditions limites". La première de ces conditions exprime un état d'absorption, c'est à dire qu'une fois que la valeur de l'option devient nulle, elle reste nulle. La seconde condition stipule qu'à la date optimale d'investissement la firme reçoit un payoff net égal à la différence entre la valeur du projet et le montant de l'investissement ($V^* - I$). Et la troisième condition garantit la continuité et la tangence de notre option pour la valeur V^* qui représente le seuil d'investissement.

$$\begin{cases} C(0) = 0 & [6a] \\ C(V^*) = V^* - I & [6b] \\ C_V(V^*) = 1 & [6c] \end{cases}$$

L'équation [6] est une équation linéaire homogène du second degré. La solution d'une telle équation est une combinaison linéaire de deux solutions quelconques linéairement indépendantes. Pindyck fait l'hypothèse qu'une telle solution est de la forme AV^β et calcule le paramètre β qui vérifie son hypothèse. Ainsi, la solution générale de l'équation [6] a la forme suivante :

$$C(V) = A_1 \cdot V^{\beta_1} + A_2 \cdot V^{\beta_2} \quad [7]$$

Calcul le paramètre β .

Soit l'équation (6) : $(1/2) \sigma^2 V^2 C_{VV} + (r - \delta) \cdot V \cdot C_V - r C = 0$

Pindyck suppose que sa solution est de la forme $C(V) = AV^\beta$: On parle de “Guess Solution”.

Nous avons donc :

$$C_v = \beta.AV^{\beta-1}$$

$$C_{vv} = \beta.(\beta-1).AV^{\beta-2}$$

En remplaçant $C(v)$, C_v et C_{vv} dans l'équation (6) on obtient :

$$AV^\beta \left[\frac{1}{2} \sigma^2 \beta^2 + ((r-\delta) - \frac{1}{2} \sigma^2) \beta - r \right] = 0 \quad (a)$$

La solution de cette équation (a) est celle de l'équation du second ordre qui se trouve entre les crochets.

Pour Rappel : $ax^2 + bx + c = 0$ a pour solutions $x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$

Les coefficients β_1 et β_2 sont les suivants :

$$\beta_1 = 1/2 - (r-\delta)/\sigma^2 + \{[(r-\delta)/\sigma^2 - 1/2]^2 + 2r/\sigma^2\}^{1/2} > 1$$

$$\beta_2 = 1/2 - (r-\delta)/\sigma^2 - \{[(r-\delta)/\sigma^2 - 1/2]^2 + 2r/\sigma^2\}^{1/2} < 0$$

Pour que la condition [6a] soit satisfaite, il faut que le coefficient A_2 , correspondant au terme dont la puissance est négative, soit nul.

Donc la **forme générale de notre solution** est : $C(V) = A.V^\beta$ [8]

Il ne nous reste donc que deux paramètres à définir : A et V^* . (Avec $A = A_1$ et $\beta = \beta_1$)

De [6b], nous obtenons : $A = (V^* - I)/(V^*)^\beta$ [9]

Et de [9] et de [6c] nous obtenons : $V^* = \beta.I / (\beta - 1)$ [10]

Nous venons donc de déterminer la valeur $C(V)$ d'une opportunité d'investissement et la valeur optimale du projet V^* pour que l'investissement irréversible soit entrepris par la firme. Pindyck (1991) mène à partir de ce modèle d'investissement quelques simulations numériques sur les paramètres σ , δ , et r afin d'en dégager quelques résultats caractéristiques.

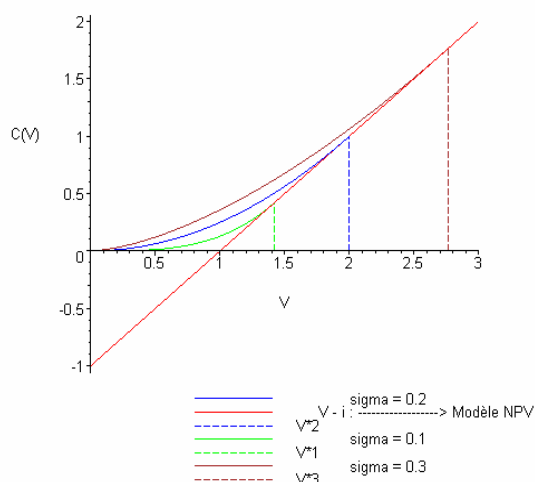
Simulations numériques du modèle de Pindyck

Le modèle de Pindyck (1991) montre que lorsqu'une firme veut investir dans un projet, sa stratégie d'investissement est significativement affectée par la volatilité de la valeur du projet en question et par son coût d'opportunité. Nous pouvons le constater sur le graphe 1a : plus la volatilité est importante et plus le seuil d'investissement V^* est élevé. La volatilité du rendement espéré du projet a donc pour effet de dissuader l'investissement. Comme nous pouvons le voir sur ce même graphe, la volatilité a également pour effet de renforcer l'intérêt pour une plus grande flexibilité des investissements : la valeur attachée à une opportunité d'investissement – évaluée par la valeur de l'option $C(V)$ – croît en fonction de la volatilité. Pindyck montre également (voir graphe 1b) que plus le coût d'opportunité δ est faible, plus l'investisseur aura intérêt à retarder son investissement. En effet, l'investisseur investira d'autant plus tard que le coût δ attaché à son attente est faible. De plus, la valeur $C(V)$ attachée à l'opportunité d'investissement sera d'autant plus importante que le coût d'opportunité δ est faible. Cela s'explique par le fait que l'investisseur a d'autant plus besoin de flexibilité que son délai d'attente est potentiellement long. A contrario, Plus δ est grand et plus il devient coûteux d'attendre pour investir. Pindyck constate également que $C(V)$ et V^* augmentent avec le taux sans risque r .

Les deux graphes ci-après illustrent bien l'intérêt d'un modèle dynamique – tel que celui des options réelles – pour des situations avec un risque significatif et/ou un coût d'opportunité relativement faible qui nécessitent une certaine flexibilité concernant la date d'investissement.

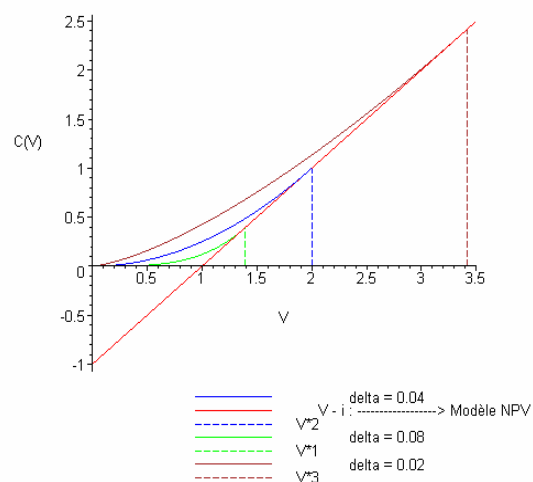
Graphe 3.3

Graphe 1a - Modèle de Pindyck: Stratégies d'investissement selon le niveau de volatilité
($r = 0.04$, $\delta = 0.04$, $i = 1$)



Graphe 3.4

Graphe 1b - Modèle de Pindyck: Stratégies d'investissement selon le coût d'opportunité delta
($r = 0.04$, $\sigma = 0.2$, $i = 1$)



On s'aperçoit à travers le tableau ci-dessous que ces contrats futurs ont une volatilité d'autant plus faible que l'échéance est longue. Nous avons également vu, dans le paragraphe précédent sur le graphe comparant sur Powernext les prix spot avec les prix futurs à échéance deux ans, que cette volatilité n'est pas stochastique. Les volatilités annuelles moyennes du tableau ci-dessous ont été calculées à partir des volatilités journalières dont on a fait la moyenne sur l'année en question puis que l'on a annualisées en multipliant par la racine carrée de 256 qui représente le nombre de jours de cotation dans l'année. Nous avons procédé de la même manière pour les années incomplètes de 2004 et de 2007. Les chiffres correspondants à ces années sont donc des extrapolations qui ne prennent pas en compte la saisonnalité de la demande. Mais leur ordre de grandeur reste cohérent avec le reste des données.

Tableau 3.1 : Volatilité annuelle moyenne en % des différents contrats futurs (Powernext de 2004 à 2007).

Année	De juin 2004		2005		2006		Jusqu'à juin 2007	
Période	base	pointe	base	pointe	base	pointe	base	pointe
1 mois	17,6	20,96	29,44	37,44	44,16	50,4	48,8	53,76
2 mois	13,92	15,52	25,12	28,16	35,84	32,8	52,48	60,32
3 mois	13,44	12,96	24	24,8	31,68	31,2	45,76	45,28
1 trimestre	6,56	79,52	15,84	17,92	18,72	18,88	15,52	20
2 trimestres	6,08	71,36	15,2	16	20,8	20,48	28	34,24
3 trimestres	6,24	73,92	17,6	19,36	22,72	18,4	31,84	35,52
4 trimestres	6,24	76	13,6	16,8	19,52	16,16	22,56	23,52
1 an	5,12	5,44	11,68	13,28	15,36	14,4	13,12	11,84
2 ans	4	6,24	10,24	11,84	12,32	14,56	10,56	11,2
3 ans	n.a	n.a	13,6	13,28	10,56	12,8	7,68	10,88

L'hypothèse que les centrales électriques destinées à la production de base vendent leur électricité exclusivement à travers des contrats long terme ou des contrats futurs n'est pas si irréaliste. En effet, les bourses de l'électricité servent principalement pour les échanges à court terme. Les échanges à long terme font généralement l'objet de contrats de gré à gré qui peuvent, il est vrai, être indexé sur les prix de court terme. Actuellement, en France, seuls 5 à 10 % des échanges s'effectuent à travers les bourses de l'électricité. Ce pourcentage est beaucoup plus élevé aux Etats-Unis où le processus de libéralisation a été engagé il y a trente ans. Une firme peut également disposer de plusieurs contrats futurs au sein d'un même portefeuille et choisir plus ou moins son niveau de risque. Le fait que la volatilité de ces prix de vente ne soit pas stochastique permet d'utiliser le modèle de Pindyck de manière adéquate.

3.2.3. Evaluation d'un investissement pour la demande de pointe – une extension du modèle de Pindyck avec volatilité stochastique.

Dans le modèle de base que nous venons de présenter, nous avons supposé que la valeur de notre projet suivait, à l'instar des prix, un mouvement brownien géométrique classique de la forme de l'équation [1]. Cette supposition peut être soutenable pour un marché de l'électricité réglementé où il existe une certaine planification de l'offre et un certain contrôle des prix. Elle peut être soutenable également, comme nous venons de le voir, dans un marché libéralisé lorsque les ventes passent par des contrats long terme qu'ils soient de gré à gré ou issus du marché comme c'est le cas des contrats futurs. Mais lorsque les échanges ont lieu sur des marchés spot, les prix de l'électricité, et donc la valeur d'un projet d'investissement, suivent un processus bien plus complexe que le simple mouvement brownien géométrique.

L'électricité possède au moins deux caractéristiques qui la distinguent de la plupart des autres biens de consommation : elle est non stockable et l'élasticité de sa demande est très faible. De plus, afin d'éviter tout risque d'effondrement du réseau électrique, l'offre et la demande doivent être continûment égales. La volatilité de la demande – due aux conditions climatiques, à la situation économique, ou encore à la saisonnalité de la demande – se traduit directement sur les prix. La première conséquence de la libéralisation des marchés de l'électricité est une plus grande volatilité des prix sur les échanges à court terme, c'est-à-dire sur les marchés spot.

Alvarado et Rajaraman (2000) étudient la volatilité des prix sur les marchés de l'électricité et essaient d'en comprendre les caractéristiques en séparant l'aspect périodique de l'aspect aléatoire. Il existe un grand nombre d'articles qui traitent de la volatilité des prix de l'électricité. On pourrait citer comme exemple l'article de Goto et Karolyi (2003) où les auteurs ont constaté que le processus de dérégulation sur les différents marchés étudiés s'est accompagné d'une augmentation considérable de la volatilité des prix, et que cette volatilité variait au fur et à mesure du temps pouvant même atteindre des pics en période de congestion. D'autres articles tels que Escibano et al (2002), Knittel et Roberts (2001), Mount (2001) ou encore Robinson et Baniak (2002) présentent des conclusions auxiliaires.

Selon les différents travaux de recherche, il semble se dessiner un certain consensus sur les caractéristiques du processus suivi par les prix de l'électricité sur les marchés spot. Ce processus serait donc "mean-reverting"⁵³ (retour vers la moyenne), à sauts⁵⁴ asymétriques (la probabilité d'une forte augmentation des prix est supérieure à la probabilité d'une forte baisse des prix), et à volatilité stochastique⁵⁵ (ou du moins d'une volatilité variant en fonction du temps). Ces caractéristiques sont beaucoup moins marquées selon leur échéance sur les contrats futurs.

Nous allons donc étudier, dans cette section, l'impact de volatilité stochastique des prix sur les stratégies d'investissements des firmes qui désirent vendre leur production sur les marchés spot, c'est-à-dire fournir uniquement la demande de pointe. Comme précédemment, on supposera que les coûts sont constants et que la valeur d'un projet d'investissement suit la même dynamique que celle des prix. Nous nous inspirons d'Heston (1993) qui a développé un modèle d'option européenne avec volatilité stochastique et des travaux de Chiarella & Ziogas (2005) qui étendent ce modèle d'Heston au cas américain. Nous nous baserons donc sur ces travaux pour développer un modèle d'option réel avec volatilité du risque.

Stratégie d'investissement avec un risque stochastique.

Soit C^s la valeur de notre option réelle (toujours semblable à un call perpétuel) portant sur un projet d'investissement dont le risque est stochastique. La valeur V d'un tel projet suit la dynamique ci-dessous :

⁵³ Deng, 2000 ; Robinson, 2000 ; Knittel & Roberts, 2001 ; Escibano et al, 2002 ; Alvarado & Rajaraman, 2000.

⁵⁴ Deng, 2000 ; Kaminski, 1997 ; Barz and Johnson, 1998 ; Alvarado & Rajaraman, 2000.

⁵⁵ Deng, 2000 ; Kaminski, 1997 ; Kellerhals, 2001.

$$dV = \alpha.V.dt + \sqrt{\gamma}.V.dZ_1 \quad [12]$$

α est le taux de croissance de la valeur du projet par unité de temps, γ est la volatilité instantanée au carré par unité de temps, et Z_1 est un processus de Wiener.

La volatilité γ suit également un processus stochastique.

$$d\gamma = \kappa[\vartheta - \gamma]dt + \omega\sqrt{\gamma}.dZ_2 \quad [13]$$

θ correspond à la moyenne de γ , κ est le coefficient de retour à la moyenne (rate of mean reversion), ω correspond à la volatilité instantanée de γ par unité de temps, et Z_2 est un processus de Wiener corrélé avec Z_1 par un coefficient ρ de telle sorte que l'on ait : $E[dZ_1, dZ_2] = \rho.dt$. Le coefficient ρ correspond à la corrélation entre la valeur du projet V et sa volatilité γ . Comme nous le verrons plus loin, ce coefficient joue un rôle non négligeable dans la détermination des stratégies d'investissement des firmes. A l'instar du modèle de Pindyck (1991), nous sommes en univers "risque neutre". Nous n'avons donc aucun changement de numéraire à effectuer sur nos dynamiques [12] et [13] pour pouvoir faire nos arbitrages.

Pour que l'on puisse appliquer la théorie des options à cette nouvelle dynamique de la valeur d'un projet d'investissement, il faut que l'on puisse rétablir le principe d'absence d'opportunité d'arbitrage en complétant le marché par un actif qui couvre le risque lié à la volatilité ω de la volatilité. La dynamique de cet actif, que nous le noterons $D(V,\gamma)$, doit donc dépendre de la valeur V de notre projet et de sa volatilité γ . Etant donné que nous avons supposé que la dynamique de V suivait celle des prix, une option financière sur les prix de l'électricité correspondrait parfaitement à notre actif $D(V,\gamma)$: la valeur d'une option est fortement corrélée à la volatilité de son sous-jacent – la dynamique de $D(V,\gamma)$ est donc celle de $C(V,\gamma)$.

Nous pouvons donc poursuivre notre modèle d'option réelle en supposant que tous les risques peuvent être couverts sur le marché.

Dérivation de l'équation Caractéristique

Comme dans la première section, nous allons nous constituer un portefeuille sans risque P' . Il sera constitué d'une position longue sur notre option $C^s(V, \gamma)$, d'une position courte sur Δ unités de notre projet V , et d'une position courte sur Δ_1 unités d'un actif $D(V, \gamma)$ qui pourrait être un actif contingent sur les prix de l'électricité.

$$P' = C^s(V, \gamma) - \Delta \cdot V - \Delta_1 \cdot D(V, \gamma) \quad [14]$$

Appliquons le lemme d'Itô à P' : c'est-à-dire dérivons P' par rapport à la valeur du projet V et par rapport à la volatilité γ

$$dP' = \left\{ \begin{aligned} & \left\{ \frac{1}{2} \gamma V^2(t) \frac{\partial^2 C^s}{\partial V^2} + \rho \gamma \omega V(t) \frac{\partial^2 C^s}{\partial \gamma \partial V} + \frac{1}{2} \gamma \omega^2 \frac{\partial^2 C^s}{\partial \gamma^2} - \delta \cdot V \cdot \frac{\partial C^s}{\partial V} \right\} \cdot dt \\ & + \left\{ \frac{\partial C^s}{\partial V} - \Delta \right\} \cdot dV + \frac{\partial V}{\partial \gamma} \cdot d\gamma \\ & - \Delta_1 \cdot \left\{ \frac{1}{2} \gamma V^2(t) \frac{\partial^2 D}{\partial V^2} + \rho \gamma \omega V(t) \frac{\partial^2 D}{\partial \gamma \partial V} + \frac{1}{2} \gamma \omega^2 \frac{\partial^2 D}{\partial \gamma^2} - \delta \cdot V \cdot \frac{\partial D}{\partial V} \right\} \cdot dt \\ & - \Delta_1 \frac{\partial D}{\partial V} \cdot dV - \Delta_1 \frac{\partial D}{\partial \gamma} \cdot d\gamma \end{aligned} \right. \quad [15]$$

$\frac{\partial \Delta}{\partial V} = -\delta \cdot V \cdot \frac{\partial C^s}{\partial V}$ et $\frac{\partial \Delta_1}{\partial V} = -\delta \cdot V \cdot \frac{\partial D}{\partial V}$ représentent les coûts d'opportunité encourus pour la détention des actifs C^s et D .

Pour que notre portefeuille P' soit sans risque, nous devons faire disparaître la partie stochastique de [15]. Il faut donc choisir Δ et Δ_1 de telle sorte que nous ayons :

$$\begin{cases} \frac{\partial C^s}{\partial V} - \Delta - \Delta_1 \cdot \frac{\partial D}{\partial V} = 0 \\ \frac{\partial V}{\partial \gamma} - \Delta_1 \cdot \frac{\partial D}{\partial \gamma} = 0 \end{cases} \quad [16]$$

P' étant un portefeuille sans risque, nous avons :

$$dP' = r (C^s(V, \gamma) - \Delta \cdot V - \Delta_1 \cdot D) \cdot dt \quad [17]$$

En tenant compte des conditions [16] pour que le portefeuille P' soit sans risque, on peut écrire l'équation [17] de manière à obtenir d'un côté de l'égalité les termes où apparaît l'option C^s et de l'autre les termes où apparaît l'actif D. on obtient alors l'équation suivante :

$$\frac{\frac{1}{2} \gamma V^2(t) \frac{\partial^2 C^s}{\partial V^2} + \rho \gamma \omega V(t) \frac{\partial^2 C^s}{\partial \gamma \partial V} + \frac{1}{2} \gamma \omega^2 \frac{\partial^2 C^s}{\partial \gamma^2} + (r - \delta).V \frac{\partial C^s}{\partial V} - r.C^s}{\frac{\partial C^s}{\partial \gamma}} = \frac{\frac{1}{2} \gamma V^2(t) \frac{\partial^2 D}{\partial V^2} + \rho \gamma \omega V(t) \frac{\partial^2 D}{\partial \gamma \partial V} + \frac{1}{2} \gamma \omega^2 \frac{\partial^2 D}{\partial \gamma^2} + (r - \delta).V \frac{\partial D}{\partial V} - r.D}{\frac{\partial D}{\partial \gamma}} \quad [18]$$

L'équation [18] ne peut se vérifier que si sa partie droite et sa partie gauche sont égales à une certaine fonction $f(V, \gamma)$ que nous choisirons⁵⁶ arbitrairement égale à $-(\kappa[\vartheta - \gamma] - \gamma.\lambda)$. Le terme $\gamma.\lambda$ représente le prix du marché de la volatilité du risque. Nous avons donc l'expression suivante :

$$\frac{1}{2} \gamma V^2(t) \frac{\partial^2 C^s}{\partial V^2} + \rho \gamma \omega V(t) \frac{\partial^2 C^s}{\partial \gamma \partial V} + \frac{1}{2} \gamma \omega^2 \frac{\partial^2 C^s}{\partial \gamma^2} + (r - \delta).V \frac{\partial C^s}{\partial V} - r.C^s = -(\kappa[\vartheta - \gamma] - \gamma.\lambda) \frac{\partial C^s}{\partial \gamma} \quad [19]$$

Donc, **l'équation caractéristique** qui doit être satisfaite par notre option C^s est la suivante :

$$\boxed{\frac{1}{2} \gamma V^2(t) \frac{\partial^2 C^s}{\partial V^2} + \rho \gamma \omega V(t) \frac{\partial^2 C^s}{\partial \gamma \partial V} + \frac{1}{2} \gamma \omega^2 \frac{\partial^2 C^s}{\partial \gamma^2} + (r - \delta).V \frac{\partial C^s}{\partial V} - r.C^s + (\kappa[\vartheta - \gamma] - \gamma.\lambda) \frac{\partial C^s}{\partial \gamma} = 0} \quad [20]$$

Déterminons à présent les conditions limites qui doivent être vérifiées par notre option C^s . Nous reprendrons les conditions 6a, 6b, et 6c qui caractérisent l'état d'absorption (6a), le pay-off à la date optimale (6b : "value-matching condition"), et enfin la continuité et la tangence de C^s par rapport à la valeur V du projet lorsqu'elle tend vers le seuil optimal d'investissement V^* (6c).

⁵⁶ Jim Gatheral, Merrill Lynch – Lecture, fall term 2003

$$\left\{ \begin{array}{l} C^s(0, \gamma) = 0 \\ C^s(V^*(\gamma), \gamma) = V^*(\gamma) - I \\ \lim_{V \rightarrow V^*(\gamma)} \frac{\partial C^s}{\partial V} = 1 \end{array} \right. \quad \begin{array}{l} [20a] \\ [20b] \\ [20c] \end{array}$$

Nous rappelons que pour tout $V(\gamma)$, nous avons : $C^s[V(\gamma), \gamma] = \max[V(\gamma) - I, 0]$ [21]

Valeur de l'option d'investissement : solution de l'équation caractéristique.

L'équation caractéristique [20] est une équation différentielle du second ordre à deux variables. A l'instar de Pindyck, nous allons supposer une forme générale pour la solution de l'équation [20] ("guess solution"), puis nous calculerons les paramètres qui nous permettront d'avoir une solution précise. Supposons la forme générale suivante :

$$C^s(V, \gamma) = A \cdot V^{\beta_1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma} \quad [22]$$

Dérivons à présent C^s par rapport à V et γ .

$$\left\{ \begin{array}{l} C_V^s = A \cdot \beta_1 \cdot V^{\beta_1 - 1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma} \\ C_{VV}^s = A \cdot \beta_1 \cdot (\beta_1 - 1) \cdot V^{\beta_1 - 2} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma} \\ C_\gamma^s = A \cdot \beta_2 \cdot V^{\beta_1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma} \\ C_{\gamma\gamma}^s = A \cdot \beta_2^2 \cdot V^{\beta_1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma} \\ C_{V\gamma}^s = A \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot V^{\beta_1 - 1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma} \end{array} \right. \quad [23]$$

En remplaçant les dérivées partielles [23] dans notre équation caractéristique [20], nous obtenons :

$$\frac{1}{2} \gamma \beta_1 \cdot (\beta_1 - 1) \cdot C^s + \rho \cdot \gamma \cdot \omega \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot C^s + \frac{1}{2} \gamma \cdot \omega^2 \cdot \beta_2^2 \cdot C^s + (r - \delta) \cdot \beta_1 \cdot C^s - r \cdot C^s + (\kappa[\vartheta - \gamma] - \lambda \cdot \gamma) \cdot \beta_2 \cdot C^s = 0$$

Donc en supprimant le terme C^s :

$$\frac{1}{2} \gamma \beta_1 \cdot (\beta_1 - 1) + \rho \cdot \gamma \cdot \omega \beta_1 \cdot \beta_2 + \frac{1}{2} \gamma \cdot \omega^2 \cdot \beta_2^2 + (r - \delta) \cdot \beta_1 - r + (\kappa[\vartheta - \gamma] - \lambda \cdot \gamma) \cdot \beta_2 = 0$$

Donc en mettant en facteur γ .

$$(r - \delta) \cdot \beta_1 + \kappa \vartheta \cdot \beta_2 - r + \gamma \cdot \left\{ \frac{1}{2} \beta_1 \cdot (\beta_1 - 1) + \rho \cdot \omega \beta_1 \cdot \beta_2 + \frac{1}{2} \omega^2 \cdot \beta_2^2 - (\kappa + \lambda) \cdot \beta_2 \right\} = 0 \quad [24]$$

L'équation [24] est donc un polynôme de la forme $a + \gamma.b = 0$. Si les coefficients d'un polynôme sont nuls, alors ce polynôme est nul. Nous aurons ainsi une solution quelque soit la valeur γ de la volatilité. La recherche d'une solution particulière de l'équation [24] implique donc la résolution du système suivant :

$$\begin{cases} (r-\delta).\beta_1 + \kappa \vartheta .\beta_2 - r = 0 \end{cases} \quad [25]$$

$$\begin{cases} \frac{1}{2} \beta_1 .(\beta_1 -1) + \rho .\omega \beta_1 .\beta_2 + \frac{1}{2} \omega^2 .\beta_2^2 - (\kappa + \lambda) .\beta_2 = 0 \end{cases} \quad [26]$$

La résolution du système nous permettra d'obtenir les coefficients β_1 et β_2 de notre guess solution.

$$\begin{cases} \beta_2 = \frac{r - (r-\delta).\beta_1}{\kappa \vartheta} \end{cases} \quad [27]$$

$$\begin{cases} \frac{1}{2} \beta_1 .(\beta_1 -1) + \rho .\omega \beta_1 .\frac{r - (r-\delta).\beta_1}{\kappa \vartheta} + \frac{1}{2} \omega^2 .\left[\frac{r - (r-\delta).\beta_1}{\kappa \vartheta} \right]^2 - (\kappa + \lambda) .\frac{r - (r-\delta).\beta_1}{\kappa \vartheta} = 0 \end{cases} \quad [28]$$

L'équation [28] est une équation du second degré de la forme $a\beta_1^2 + b\beta_1 + c = 0$ avec :

$$a = \frac{1}{2} - \frac{\rho .\omega .(r-\delta)}{\kappa \vartheta} + \frac{1}{2} \frac{\omega^2 .(r-\delta)^2}{\kappa^2 \vartheta^2}$$

$$b = -\frac{1}{2} + \frac{\rho .\omega .r}{\kappa \vartheta} - \frac{\omega^2 .r.(r-\delta)}{\kappa^2 \vartheta^2} + \frac{(r-\delta).(\kappa + \lambda)}{\kappa^2 \vartheta^2}$$

$$c = \frac{1}{2} \frac{\omega^2 .r^2}{\kappa^2 \vartheta^2} - \frac{r.(\kappa + \lambda)}{\kappa \vartheta}$$

Nous avons donc pour solutions : $\beta_1 = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$ avec $\Delta = b^2 - 4ac \geq 0$.

A l'instar de Pindyck (1991), afin que la condition d'absorption [20a] soit satisfaite, nous ne retiendrons que la solution positive. Celle-ci étant par ailleurs supérieure à 1.

Nous utiliserons dans nos simulations le logiciel Mapple 9 pour calculer les coefficients β_1 et β_2 . Nous avons vérifié lors de nos nombreuses simulations que le déterminant Δ est toujours positif ou nul et que nous avons toujours une solution β_1 supérieure à 1.

Maintenant que nous avons trouvé l'expression des coefficients β_1 et β_2 , il ne nous reste plus qu'à trouver la valeur du coefficient A et la valeur du seuil d'investissement V^* à partir des conditions limites [20b] et [20c].

Calcul du coefficient A :

Selon [20b], nous avons : $C^s(V^*(\gamma), \gamma) = V^*(\gamma) - I$

Donc, en utilisant [22], nous avons : $A \cdot V^{\beta_1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma} = V^*(\gamma) - I$

Nous obtenons donc :
$$A = \frac{V^*(\gamma) - I}{V^{\beta_1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma}} \quad [29]$$

Calcul du seuil d'investissement V^* :

Selon la condition limite [20c], nous avons :
$$\lim_{V \rightarrow V^*(\gamma)} \frac{\partial C^s}{\partial V} = 1$$

Donc, en utilisant les dérivées partielles [23], nous avons : $\beta_1 A V^{*\beta_1 - 1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma} = 1$

En remplaçant A par son expression [29], on obtient :
$$\beta_1 \frac{V^*(\gamma) - I}{V^{\beta_1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma}} V^{*\beta_1 - 1} \cdot e^{\beta_2 \cdot \gamma} = 1$$

Après simplification, nous obtenons l'expression de V^* :
$$V^*(\gamma) = \frac{I \cdot \beta_1}{\beta_1 - 1} \quad [30]$$

Simulations numériques du modèle d'option réelle avec volatilité stochastique.

Afin de vérifier le bon fonctionnement de notre modèle et de mieux comprendre le comportement de chaque variable, nous avons mené quelques simulations numériques de notre modèle d'option réelle avec volatilité stochastique. Nous avons fixé les paramètres suivants : $i = 1$, $r = \delta = 0,04$, $\theta = 0,2$ et $\lambda = 0,1$. A l'exception de λ , ces paramètres ont déjà été

étudiés dans le modèle de pindyck. Leur comportement, leur impact et leur rôle dans le modèle reste le même. Nos simulations ont donc porté sur les variables ρ , ω et κ .

Tableau 3.2 : simulations numériques 1			
V* (avec $\kappa = 1$)	$\omega = 0,1$	$\omega = 0,2$	$\omega = 0,3$
$\rho = -0,5$	3,886	3,763	3,653
$\rho = 0$	4,026	4,033	4,044
$\rho = +0,5$	4,180	4,358	4,562

De ce premier tableau, nous pouvons tirer deux résultats :

- Les colonnes nous permettent de constater que le coefficient de corrélation ρ entre la valeur du projet et sa volatilité a un impact positif sur le seuil d'investissement V^* , c'est-à-dire que toute choses égales par ailleurs, plus ρ est augmenté et plus V^* augmente également.
- Les lignes nous permettent de constater que la volatilité ω a un impact positif sur V^* lorsque le coefficient de corrélation ρ est positif et un impact négatif lorsque ρ est négatif. Lorsqu'une augmentation de la valeur du projet (ou des prix) a pour effet de réduire sa volatilité comme c'est le cas lorsque ρ est négatif, alors le seuil d'investissement ne peut que baisser. On constate par ailleurs que V^* n'est pas sensible au niveau de ω lorsque ρ est nul. La sensibilité de V^* par rapport à ω dépend donc de ρ .

Tableau 3.3 : simulations numériques 2				
V* (avec $\omega = 0,2$)	$\kappa = 0,5$	$\kappa = 1$	$\kappa = 4$	$\kappa = 12$
$\rho = -0,5$	3,411	3,763	4,121	4,215
$\rho = 0$	3,852	4,033	4,201	4,244
$\rho = +0,34$	4,249	4,247	4,259	4,263
$\rho = +0,5$	4,475	4,358	4,286	4,272

De ce second tableau, nous pouvons tirer deux résultats supplémentaires :

- L'analyse des lignes nous permet de constater que le coefficient κ de retour vers la volatilité moyenne a un impact positif sur le niveau du seuil d'investissement V^* lorsque ρ est inférieur à 0,34, et un impact négatif sinon. Ce point d'insensibilité ou l'impact positif bascule pour devenir négatif dépend également de ω . Par exemple,

lorsque ω est égale à 0,3, la valeur du coefficient ρ pour lequel V^* passe d'une fonction croissante, par rapport à κ à une fonction décroissante, est de 0,22.

- Plus le coefficient κ est important et plus le niveau du seuil d'investissement V^* devient insensible au coefficient de corrélation ρ et à ω comme nous pouvons le constater dans les derniers tableaux ci-dessous. Cela traduit simplement le fait que plus la volatilité retourne rapidement vers sa moyenne et moins la volatilité de la volatilité ω et le coefficient de corrélation ρ ont de réels impact sur la valeur du projet.

Tableau 3.4 : simulations numériques 3

V^* (avec $\rho = -0,5$)	$\kappa = 0,5$	$\kappa = 1$	$\kappa = 4$	$\kappa = 12$
$\omega = 0,1$	3,595	3,886	4,160	4,229
$\omega = 0,2$	3,411	3,763	4,121	4,215
$\omega = 0,3$	3,258	3,653	4,082	4,202

Tableau 3.5 : simulations numériques 4

V^* (avec $\rho = 0,5$)	$\kappa = 0,5$	$\kappa = 1$	$\kappa = 4$	$\kappa = 12$
$\omega = 0,1$	4,106	4,180	4,243	4,258
$\omega = 0,2$	4,475	4,358	4,286	4,272
$\omega = 0,3$	4,969	4,562	4,331	4,287

Les deux tableaux ci-dessus nous permettent de confirmer les résultats que nous avons établis grâce aux deux premiers tableaux. Le seuil d'investissement V^* est une fonction décroissante par rapport à ω lorsque ρ est négatif et une fonction croissante sinon. Il est par ailleurs une fonction croissante lorsque ρ est inférieur à un certain ρ^* qui dépend de ω et une fonction décroissante sinon. Lorsque $\omega = 0,1$, ρ^* est supérieur à 0,5.

Nous pouvons nous rendre compte de la complexité du mécanisme des prix. En intégrant de nouveaux paramètres tels que ω , ρ et κ , nous pouvons mieux interpréter les signaux de marché véhiculés par les prix spot. Ces paramètres permettent d'avoir une vision plus juste des caractéristiques de l'offre et de la demande, et donc de mieux comprendre les stratégies d'investissement des firmes dans une économie de marché. Les firmes qui tiennent compte de l'ensemble des caractéristiques des prix sont amenées à mener une stratégie d'investissement plus réaliste. Les autorités de régulation pourront quant à elles avoir une meilleure

compréhension de l'investissement des firmes qui leur permettra de mener une politique de régulation des investissements plus subtile et donc plus intelligente.

Notre modèle ne tient pas compte de toutes les spécificités du prix de l'électricité. En effet, comme nous l'avons déjà mentionné plus haut, les prix de l'électricité sont eux-mêmes « mean reverting » (retour vers la moyenne) et sont sujets en période de congestion à des sauts que l'on peut modéliser avec des processus de Poisson. Il est possible d'intégrer ces caractéristiques au modèle d'option réelle avec volatilité stochastique que nous venons de développer. Nous n'aurions plus une solution analytique mais une solution numérique comme celles développée par Dixit et Pindyck (1994) pour ces mêmes types de processus. Si il est vrai que la majorité des firmes utilisent des modèles d'investissement simples, les firmes énergétiques ont suffisamment de moyens pour mettre en place des modèles d'investissement aussi complexes et précis que l'exige le niveau généralement élevé de leurs investissements.

Analyse empirique : Powernext et EEX.

Nous utilisons dans cette analyse empirique des données fournies par les bourses de l'électricité Powernext (France) et EEX (Allemagne). Du fait entre autres de bonnes interconnexions entre ces deux marchés, les prix de gros sur ces deux bourses sont en fait assez corrélés. Les prix journaliers sont calculés comme étant la valeur moyenne des prix horaires pour la demande électrique de base. Nous calculons nos paramètres pour chaque année, puis nous effectuons une moyenne sur plusieurs années.

- La volatilité annuelle moyenne θ est définie comme étant la moyenne sur une année des volatilités mensuelles. La volatilité mensuelle est calculée comme étant l'écart type de $\{\ln[(\text{Prix au jour } j+1) / (\text{Prix au jour } j)]\}$ pour l'ensemble des jours du mois.
- La volatilité ω de la volatilité est quant à elle définie comme étant l'écart type des volatilités mensuelles.
- Pour calculer le coefficient de corrélation ρ entre les prix journaliers et leur volatilité nous utilisons une fonction Excel.
- Et enfin, le coefficient κ de retour vers la moyenne de la volatilité peut être obtenu à partir de l'équation [13] décrivant le processus stochastique de la volatilité: $\kappa \cdot dt = \frac{d\gamma}{\vartheta - \gamma}$. En intégrant cette expression, on obtient $\kappa = -\ln(|\vartheta - \gamma|)$. On

calcule des coefficients κ mensuelles puis on en prend la moyenne sur l'ensemble de la période considérée.

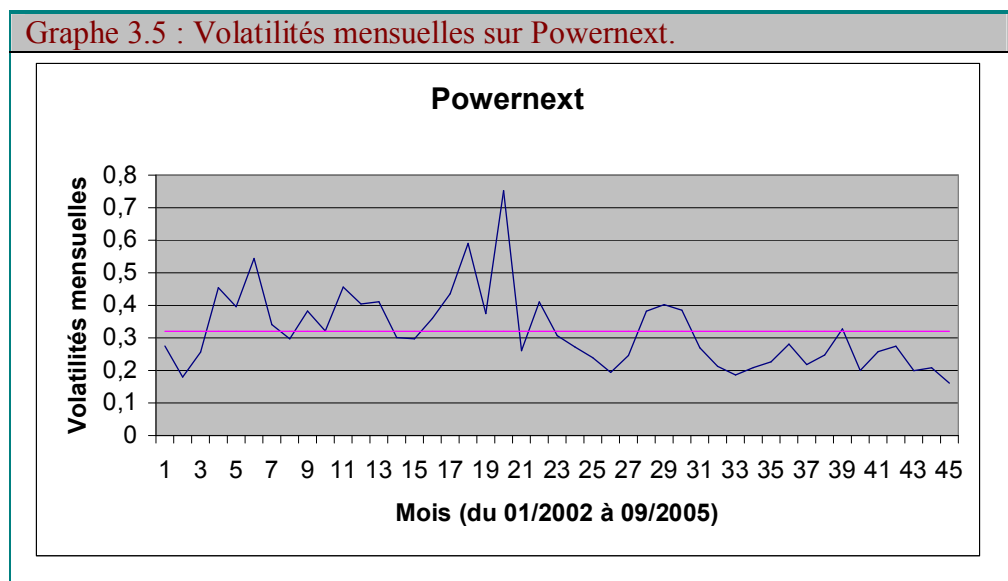
Il est possible également de privilégier une méthode plus visuelle et donc plus intuitive à partir des graphes ci-dessous en traçant l'évolution de la volatilité mensuelle et leur moyenne sur l'ensemble de la période étudiée. Un ratio κ égal à 1 correspond à un retour vers la volatilité moyenne en une année, $\kappa = 2$ correspond à un retour vers la volatilité moyenne égale à 6 mois.

Powernext:

Tableau 3.6 : Caractéristiques des prix sur Powernext				
Année	Volatilité Moyenne	Volatilité de la Volatilité	Corrélation ρ (prix, vol)	Prix moyens Euros/MWh
2002	0,36	0,10	- 0,397	20,93
2003	0,40	0,14	0,058	29,00
2004	0,37	0,08	- 0,590	27,56
2005e	0,23	0,05	- 0,181	40,75
Valeur Moyenne	$\theta = 0,31$	$\omega = 0,09$	$\rho = - 0,278$	29,57
Moyenne 2002-2004	0,34	0,11	- 0,310	25,84

Taux de retour vers la volatilité moyenne : $\kappa = 2,73$. Cela correspond à un retour vers la moyenne en un peu moins de 4 mois et demi.

Graphe 3.5 : Volatilités mensuelles sur Powernext.



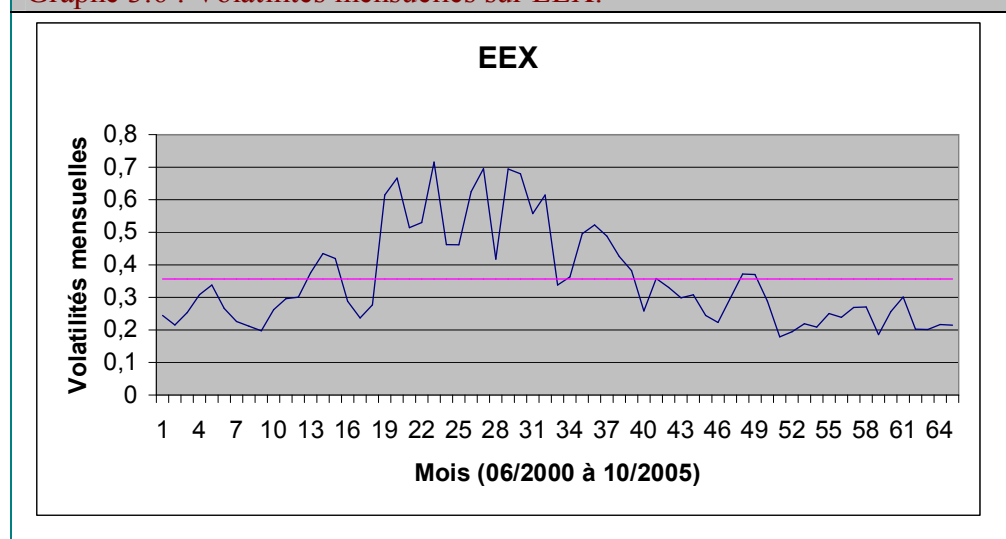
EEX:

Tableau 3.7 : Caractéristiques des prix sur EEX

Année	Volatilité Moyenne	Volatilité de la Volatilité	Corrélation ρ (prix, vol)	Prix moyens
2000 ^e	0,26	0,045	- 0,392	18,63
2001	0,33	0,12	0,040	24,07
2002	0,58	0,11	- 0,044	22,55
2003	0,40	0,10	- 0,254	29,48
2004	0,26	0,065	- 0,589	28,52
2005 ^e	0,23	0,04	- 0,282	41,68
Valeur Moyenne	$\theta = 0,35$	$\omega = 0,08$	$\rho = - 0,253$	27,49
Moyenne 2001-2004	0,39	0,10	- 0,212	26,16

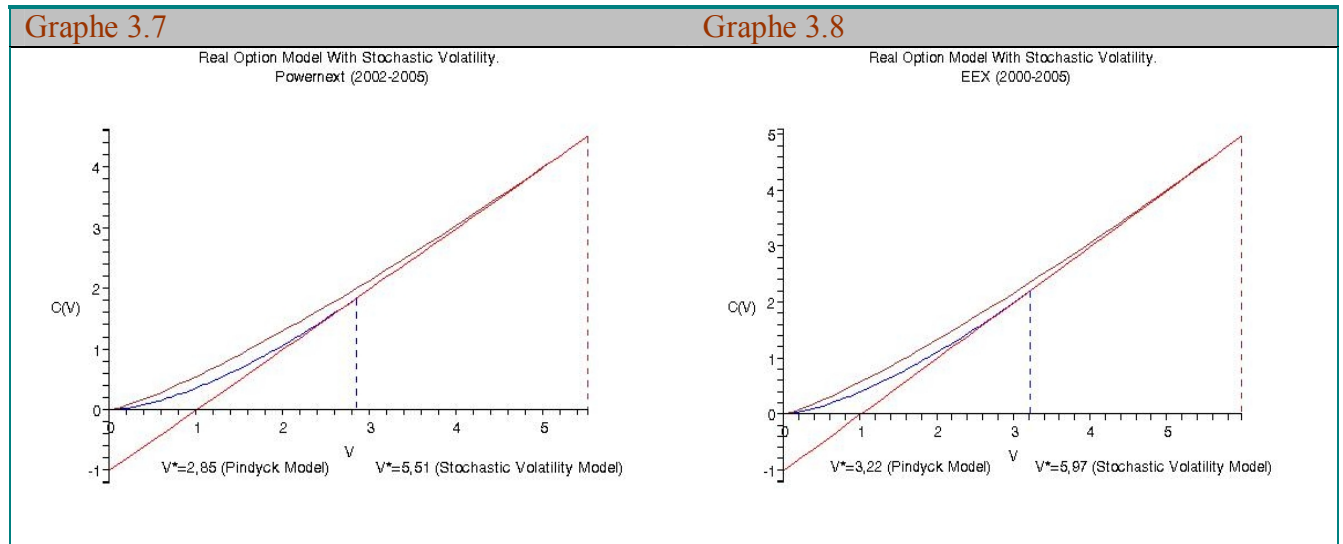
Taux de retour vers la volatilité moyenne : $\kappa = 2,42$. Cela correspond à un retour vers la moyenne en un peu moins de 5 mois.

Graph 3.6 : Volatilités mensuelles sur EEX.



Grâce aux paramètres que nous venons de calculer, nous pouvons comparer les stratégies d'investissement d'une firme sur le marché français et le marché allemand selon les deux approches que nous avons présenté : le modèle de Pindyck et le modèle d'option réelle avec volatilité stochastique. Nous constatons que les nouveaux paramètres que nous avons pris en considération devraient avoir un impact important sur la stratégie d'investissement des firmes. Ainsi une firme qui utilise le modèle de Pindyck pour évaluer une opportunité

d'investissement dans une centrale électrique, dont la production sera vendue sur le marché spot, sous-estime le niveau du seuil d'investissement. Les firmes investissant dans la production de pointe, qui ne tiennent pas compte des caractéristiques de la volatilité stochastiques, ont donc tendance à surinvestir.



Nous constatons sur les graphes 3.7 et 3.8 que le seuil d'investissement V^* du modèle d'option réelle avec volatilité stochastique est presque deux fois supérieur à celui proposé par le modèle de Pindyck. Cependant, il ne s'agit pas du véritable seuil d'investissement car il faudrait intégrer d'autres caractéristiques comme les sauts de prix par exemple. Mais la comparaison de ces deux modèles offre un bon exemple de ce que peuvent contenir les prix comme information.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons rappelé, dans une première section, les avantages et les inconvénients des deux principaux modèles institutionnels qui s'opposent dans les industries énergétiques, c'est-à-dire ceux de la régulation et du marché. Au centre de ce choix difficile, se trouve la question des investissements. Dans un cas, le confort procuré par le cadre protecteur de la régulation incite les firmes au surinvestissement, et dans l'autre la concurrence dans un marché comportant de nombreuses inefficiences augmente les risques auxquels font face les firmes qui privilégient les investissements à court terme et délaissent les investissements de long terme comme la production de base. Dans cette seconde section, nous avons voulu montrer la grande hétérogénéité qui règne dans l'industrie électrique entre les investissements de base et les investissements de pointe. Outre les différences sur les

caractéristiques de l'offre, ces investissements doivent également répondre à des demandes aux caractéristiques très différentes. Pour schématiser, comme c'est souvent le cas dans les modélisations économiques, il existe dans l'industrie électrique deux types de technologie, les équipements de base pour la production de base et les équipements de pointe pour la production de pointe, qui doivent répondre ensemble à deux types de demande, la demande de base et la demande de pointe.

De cette seconde section, nous tirerons donc trois grandes remarques qui nous serviront de base pour élaborer les propositions que nous formulerons dans la prochaine section. La première remarque est que pour que les signaux de marché remplissent correctement leurs rôle pour la détermination d'une stratégie optimale d'investissement, ces deux types d'investissements doivent pouvoir se baser sur des dynamiques de prix qui leurs sont propres. Les prix sur les bourses électriques agrègent indistinctement toute une masse d'informations dont il est difficile d'interpréter les signaux. Par exemple, les équipements de base et les équipements de pointe contribuent ensemble à la détermination des prix de pointe. Lorsque le niveau de ces prix augmente sur une longue période, il est difficile de savoir à travers ce signal si cela est dû à un manque d'investissement dans les équipements de base ou dans les équipements de pointe. La seconde remarque est que, même avec le recours à des contrats futurs, la volatilité de leurs prix, comme nous l'avons constaté sur le tableau des volatilités annuelles moyennes des contrats futurs sur Powernext, reste trop élevée pour des investissements aussi capital intensives que les équipements lourds destinés à la production de base. La maturité la plus longue proposée par ces contrats futurs – de trois ans en général – offre une couverture du risque inadéquate et insuffisante pour des projets dont le retour sur investissement attendu est de l'ordre d'une dizaine d'années. Et enfin, la troisième remarque que nous voulions faire, avant de présenter nos propositions pour un cadre institutionnel mixte, est que les investissements dans des équipements de pointe requièrent une rentabilité supérieure à celle des investissements dans des équipements de base. Etant donnée l'interdépendance entre ces deux types d'investissements, il est tentant pour les firmes de limiter leurs investissements dans la production de base afin de favoriser la rentabilité des investissements de pointe et accélérer l'amortissement des équipements de base. Si l'on considère que la fourniture d'électricité de pointe et la fourniture d'électricité de base constituent deux segments de marchés distincts, alors nous pouvons affirmer qu'il existe entre ces deux segments de marchés des subventions croisées. Or les subventions croisées sont considérées comme étant des inefficiences de marché empêchant une allocation optimale du

capital entre équipement de base et équipement de pointe. La question qui se pose alors est de savoir s'il faut imposer une séparation comptable et éventuellement juridique entre les firmes fournissant ces deux segments de marché, comme ce fut le cas entre transporteurs et producteurs lors de la segmentation verticale. A notre sens, cette décision serait judicieuse à plusieurs égards comme nous l'expliquons dans la section suivante.

3.3. Propositions pour un cadre institutionnel mixte.

Dans ce chapitre nous avons voulu montrer que ni le modèle des monopoles publics ni celui de la libre concurrence n'était capable de fixer les capacités de production à un niveau optimal. Dans le cas des monopoles publics nous avons vu que la firme régulée tend à surinvestir, alors que dans le cas de la libre concurrence les firmes ont tendance à sous investir. Par ailleurs, il ne s'agit pas de trouver un niveau optimal d'investissement pour la production globale d'électricité, mais plutôt le niveau optimal d'investissement destiné à la production de base et celui destiné à la production de pointe. En fait, comme nous l'avons expliqué précédemment, ces deux types d'investissements s'opposent sur la plupart de leurs caractéristiques. Nous pouvons voir également à travers la théorie des coûts de transaction que chacun de ces deux types d'investissements correspond à une structure particulière de gouvernance des transactions, nécessitant un cadre institutionnel approprié. Nous proposerons donc un cadre institutionnel mixte permettant à chaque type de transaction, que ce soit sur l'électricité de base ou sur l'électricité de pointe, de s'effectuer dans le cadre institutionnel qui lui est le plus approprié. Nous verrons également dans un dernier paragraphe le cas de l'industrie gazière pour laquelle nous préconisons, sur la base de la théorie des coûts de transaction développée par Williamson (1985), l'instauration d'un monopole européen d'importation.

Après avoir identifié les différents facteurs responsables des coûts de transaction, Williamson (1985) se propose d'établir une classification des transactions. Cette classification spécifie les "structures de gouvernance des transactions"⁵⁷ pouvant gérer efficacement – c'est-à-dire en minimisant les coûts de transaction – une activité économique dans n'importe quelle situation.

⁵⁷ "structures de gouvernance" ou structures des relations contractuelles d'une activité économique

Il se base pour cela sur deux facteurs déterminants : la spécificité des actifs, et la fréquence des transactions d'un même type entre les deux parties. Le tableau 3.8 présente les différentes structures de gouvernance en fonction de ces deux facteurs.

On peut définir différents types de structures de gouvernance : la structure classique, la structure néoclassique dite trilatérale, la structure bilatérale, et la structure unifiée.

- *La structure classique* concerne les “contrats” qui sont complètement spécifiés ex-ante et dont il n'est pas prévu de renégocier les termes. Elle correspond généralement à la structure de gouvernance la plus efficace pour des actifs non spécifiques, et quelle que soit la fréquence des transactions. A partir du moment où les mécanismes de la concurrence fonctionnent et où les actifs sont facilement interchangeables sur le marché, il n'y a nul besoin de contrats complexes portant sur le long terme. La relation peut être caractérisée par une séquence de contrats standardisés de court terme. Le cadre institutionnel approprié à ce type de gouvernance des transactions est celui du marché et de la libre concurrence.
- *La structure Trilatérale* – ou contrat néoclassique – correspond au cas où le contrat est incomplet, c'est-à-dire qu'il ne précise plus certaines contingences, mais prévoit une tierce partie chargée ex-post de déterminer les dommages occasionnés ou les adaptations appropriées à apporter selon certaines procédures préétablies. Ce type de relation constitue une structure de gouvernance efficace lorsque la spécificité des actifs est d'un niveau intermédiaire (ou même élevé) et que les transactions sont peu fréquentes. Le cadre institutionnel approprié à ce type de gouvernance des transactions est celui de la libre concurrence dans un marché réglementé par un régulateur (tierce partie) aux pouvoirs plus ou moins étendus selon la spécificité des actifs.
- *La structure bilatérale* correspond au cas où les deux parties n'ont aucun arrangement ex-ante sur la manière d'adapter le “contrat” aux circonstances ; les agents comptant sur leurs capacités à régler les problèmes ex-post. La coopération dans le cadre d'un jeu répété caractérisé par le “dilemme du prisonnier” est un exemple d'une relation bilatérale mutuellement bénéfique : chaque partie étant incitée à coopérer pour préserver la coopération de l'autre. Cependant, il existe un grand nombre de structures bilatérales dont une forme extrême est la structure hiérarchique où une partie possède l'autorité suffisante pour décider de la manière dont le contrat sera adapté. Cette structure correspond à une fréquence élevée des transactions et à un degré de spécificité des actifs intermédiaires. Le cadre institutionnel approprié à ce type de gouvernance des transactions est celui d'une

libre concurrence dans un marché plus ou moins réglementé, mais sans régulateur faisant office de tierce partie.

- *La structure dite unifiée* correspond au cas où une des parties de la transaction prend le contrôle de l'autre partie en acquérant la propriété de ses actifs. La transaction est ainsi internalisée. Ce genre de structure s'impose comme étant la plus efficace lorsque les actifs sont hautement spécifiques, surtout lorsque les transactions sont fréquentes. Le cadre institutionnel approprié à ce type de gouvernance des transactions est celui du monopole public.

Tableau 3.8 : Structures de gouvernance.				
Fréquence des Transactions		Degré de spécificité des actifs.		
		Non spécifique	Spécificité Intermédiaire.	Hautement Spécifique.
		Rare	Classique	Trilatéral (Néoclassique)
Fréquent	Bilatéral (including hierarchical when one party engages in this form of contract frequently)			Unifié
Kreps D. “A course in microeconomic theory”, 1990, page 753.				

Dans le cas de l'industrie électrique que nous traitons dans cette section, nous faisons face à deux types de transactions nécessitant chacune un cadre institutionnel différent. Comme nous l'avons vu précédemment, l'électricité ne peut pas être stockée. Elle est donc difficilement revendable une fois qu'elle a été livrée. Nous pouvons donc considérer l'électricité comme un bien hautement spécifique. Deux types de gouvernance des transactions sont possibles selon la fréquence des transactions. Lorsque la fréquence des transactions est élevée, comme c'est le cas pour l'électricité produite à partir des équipements de base, la structure de gouvernance des transactions correspondante est celle dite « unifiée » et le cadre institutionnel le plus approprié est celui du monopole public. Par contre, lorsque la fréquence des transactions est plus faible comme c'est le cas pour l'électricité produite à partir des équipements de pointe une autre structure de gouvernance des transactions est possible : celle dite « trilatérale ». Il est donc possible d'adopter un cadre institutionnel qui nous semble plus approprié du point de vue de la maîtrise de la demande : celui de la libre concurrence au sein d'un marché fortement réglementé par un régulateur aux pouvoirs étendus compte tenu de la forte spécificité de l'actif que l'on considère. Nous allons donc dans la suite de cette section développer l'idée d'un cadre institutionnel mixte permettant un développement optimal des équipements de base et

des équipements de pointe. Nous traiterons séparément le cas de la demande d'extrême pointe dont la problématique relève de la gestion des biens publics et du traitement des externalités. Il nous semble plus approprié, comme c'est le cas des biens publics en général, que ce type de production soit assuré par un monopole public. En effet, les coûts de transactions liés à la non fourniture de cette électricité (garantissant l'équilibre de l'offre et de la demande de l'ensemble du système électrique) seraient extrêmement élevés. Le Gestionnaire des Réseaux de Transport (GRT) ayant pour responsabilité d'assurer l'équilibre et la stabilité du système électrique serait un bon candidat pour assurer la gestion de ces petites unités de production. Par ailleurs, le GRT est bien placé pour répercuter leurs coûts sur les consommateurs qui en font le plus appel : c'est-à-dire sur la demande de pointe.

En ce qui concerne l'industrie du gaz, la réflexion portera plus sur la spécificité du bien plutôt que sur la fréquence des transactions. Selon que l'on considère la relation commerciale entre les pays exportateurs et l'Europe, ou entre pays européens sur le marché intérieur, le niveau de spécificité tel que nous l'avons défini varie. Sur le marché intérieur, même si les coûts de stockage et de transport sont élevés, le gaz naturel reste une énergie plus facile à stocker et à échanger que l'électricité. Il est donc relativement facile de revendre sur le marché des quantités de gaz naturel que l'on a préalablement acheté en excédent. Le réseau européen est par ailleurs suffisamment dense (même si des efforts doivent être menés dans le sens d'un plus grand maillage du réseau gazier européen) pour pouvoir mettre en relation un nombre potentiellement élevé d'acheteurs et de vendeurs. Nous dirons, que sur ce marché, la spécificité du gaz naturel est d'un niveau moyen. Mais lorsque l'on considère la relation entre l'Europe et les pays exportateurs, on s'aperçoit que le gaz naturel devient un bien fortement spécifique car il ne peut être revendu en dehors de l'Europe. La structure de gouvernance des transactions correspondant aux importations de gaz naturel est celle dite « unifiée » et le cadre institutionnel le plus approprié est celui du monopole public, alors que la structure de gouvernance des transactions correspondant au marché intérieur du gaz naturel est celle dite « Bilatérale » et le cadre institutionnel le plus approprié est celui d'un marché réglementé garantissant la libre concurrence.

On peut dire que la nouvelle économie industrielle, à travers la théorie des coûts de transaction, constitue une approche tout à fait intéressante du marché car elle en étudie l'élément de base qui est la transaction. Elle offre un cadre d'analyse général particulièrement intéressant, mais elle propose surtout une grille de lecture très commode pour différencier

entre divers types de problèmes économiques, avant de les analyser. En se basant sur la définition des coûts de transaction de Williamson, elle constitue également une approche générale des imperfections de marché assez intéressante. Cependant, l'approche néo-institutionnelle de Williamson reste une approche statique incapable de prévoir les stratégies des firmes telles que les stratégies de production ou d'innovation ou encore les changements institutionnels s'opérant dans son environnement. Il est par conséquent impossible d'analyser dynamiquement la firme en prenant en compte son historique et/ou la complexité de son environnement institutionnel. Il manque donc à l'approche des coûts de transaction une composante dynamique permettant d'étudier l'évolution d'une firme. Notons qu'il existe d'autres approches permettant de saisir les changements institutionnels à long terme : nous citerons l'approche néo-schumpétérienne (dont fait partie l'approche de Nelson et Winter, 1982) et l'approche de l'école de la régulation dont les principaux représentants sont Michel Aglietta et Robert Boyer. Ces deux approches prennent en compte l'évolution des caractéristiques technico-économiques et socio-institutionnelles de la firme et de son environnement.

Les objectifs d'une réforme institutionnelle du secteur de l'énergie.

Compte tenu du nouveau contexte économique et énergétique, les principaux objectifs à moyen et long terme d'une réforme institutionnelle du secteur de l'énergie en Europe, sont la maîtrise des coûts de l'énergie et la maîtrise de la demande énergétique grâce notamment aux économies d'énergie, à l'innovation et à une meilleure allocation des ressources énergétiques. Alors que la maîtrise des coûts est généralement mieux prise en charge par le monopole public, grâce notamment à ses économies d'échelle, le marché libre permet généralement une meilleure maîtrise de la demande énergétique grâce, notamment, au mécanisme des prix. A ces objectifs de moyen et long terme il faut rajouter, pour l'industrie électrique en particulier, un objectif de court terme qui est de maintenir l'équilibre du système électrique. Cet équilibre peut être assuré grâce au maintien de capacités de réserves dites « opérationnelles » permettant d'ajuster rapidement l'offre à l'évolution d'une demande de plus en plus volatile. La croissance économique à moyen et long terme étant très incertaine, les industries énergétiques doivent être assez flexible pour suivre les éventuelles fluctuations de la demande d'énergie. L'un des risques est que les industries électriques et les industries gazières européennes se retrouvent en situation de forte surcapacité de production en cas de récession économique prolongée. Il est assez probable que les besoins d'investissement dans l'industrie électrique pour les prochaines décennies ne soient pas aussi importants que les prévisions le

laissent entendre. En effet, lorsque l'on aura dépassé le pic pétrolier, les échanges commerciaux internationaux se réduiront progressivement. Cela provoquera un fort ralentissement de l'activité économique des pays industrialisés et donc de leur consommation énergétique. Le modèle d'organisation industrielle que nous proposons ci-dessous permet d'éviter ce type de situation tout en préservant les potentialités de développement en cas d'augmentation de la demande... un peu à l'image d'une option financière qui protège en cas de baisse des prix mais qui préserve les opportunités de profit en cas de hausse.

3.3.1. L'industrie électrique : une libéralisation restreinte aux activités de production de pointe et de commercialisation.

Nous avons vu au début de ce chapitre les insuffisances des modèles du monopole public et de la libre concurrence. Dans ce paragraphe, nous préconiserons un modèle institutionnel d'organisation industrielle mixte permettant de tirer le meilleur profit de chacun de ces deux modèles traditionnels. En effet, nous proposons que la gestion des réseaux de transport et de distribution soient maintenus au sein d'un monopole public, sous le contrôle d'une autorité de régulation forte. Au niveau du secteur de la production, on distinguera entre la production d'électricité à partir d'équipement de base, dont les tarifs seraient réglementés, et celle à partir d'équipement de pointe dont les prix seraient fixés par le marché. Les moyens de production de base seraient confiés à un monopole réglementé, alors que les moyens de production de pointe seraient détenus par des firmes privées ou publiques opérant sur le marché libre. Le secteur de la commercialisation serait également libéralisé. Les compagnies de commercialisation de l'électricité s'approvisionneraient donc auprès du monopole pour la partie constante de leur demande et auprès du marché pour la partie variable de leur demande. Elles pourraient ainsi proposer des offres plus adaptées aux différents types de consommation de leur clientèle. Dans la suite de ce paragraphe nous décrirons plus en détail ce nouveau modèle d'organisation industrielle. Nous verrons ensuite comment il permet de répondre aux objectifs que nous avons évoqué précédemment dont les principaux sont la maîtrise des coûts de l'énergie et la maîtrise de la demande énergétique.

Description du nouveau modèle d'organisation industrielle.

Nous pouvons distinguer trois types de demande. La demande de base correspond à une puissance demandée de manière quasi-permanente représentant entre 7000 et 8000 heures sur une année. La demande de pointe correspond à une puissance demandée durant les périodes de forte consommation. Elle représente entre 3000 et 5000 heures sur l'année. Et enfin, la demande d'extrême pointe correspondant à des puissances demandées de manière épisodique, c'est-à-dire moins de 3000 heures dans l'année. Pour ces deux derniers types de demande, il est de coutume de parler de « semi-base » plutôt que de pointe et de « pointe » plutôt que d'extrême pointe. Comme le fait remarquer Benoît Peluchon dans sa thèse de doctorat « ce découpage n'est ni officiel, ni clairement défini [...] il s'agit d'une convention qui dépend essentiellement des différents moyens de production », c'est-à-dire que la demande de base correspond à la demande permettant d'optimiser le fonctionnement de grosses unités de production telles que les centrales nucléaires, hydrauliques ou même certaines centrales à gaz à cycles combinés (nous parlerons d'équipements de base ou de technologies de type 1), et la demande de pointe correspond à la partie de la demande permettant d'optimiser le fonctionnement de petites ou moyenne unités de production (nous parlerons d'équipements de pointe ou de technologies de type 2). La demande d'extrême pointe est quant à elle satisfaite par des équipements d'extrême pointe.

Tableau 3.9 : Caractéristiques d'un nouveau modèle d'organisation industrielle pour l'industrie électrique.

PRODUCTION	<u>Equipements de base :</u>	<u>Equipements de pointe :</u>
	<ul style="list-style-type: none"> • Ils seraient gérés de préférence par un monopole afin de favoriser les économies d'échelle. • L'électricité serait vendue selon un tarif réglementé. • Dans les contrats de vente liant le monopole aux firmes commerciales, introduction d'une clause du type « take or pay » similaire à celle en vigueur dans l'industrie du gaz. • Compte tenu du point précédent, des capacités de réserve obligatoires de 10% seraient suffisantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ils seraient pris en charge par des firmes privées ou publiques placées en situation de concurrence. • L'électricité serait vendue au prix du marché à travers des bourses de l'électricité : marchés spot (one day ahead), marchés d'ajustement des écarts et marchés dérivés (Options, forwards, futures). • Possibilité de conclure des contrats long terme de gré à gré afin de rendre plus difficiles les ententes visant exercer un pouvoir de marché (Carlton, 2007) et ainsi favoriser une plus grande stabilité des prix. • Capacités de réserve obligatoires de 25%.

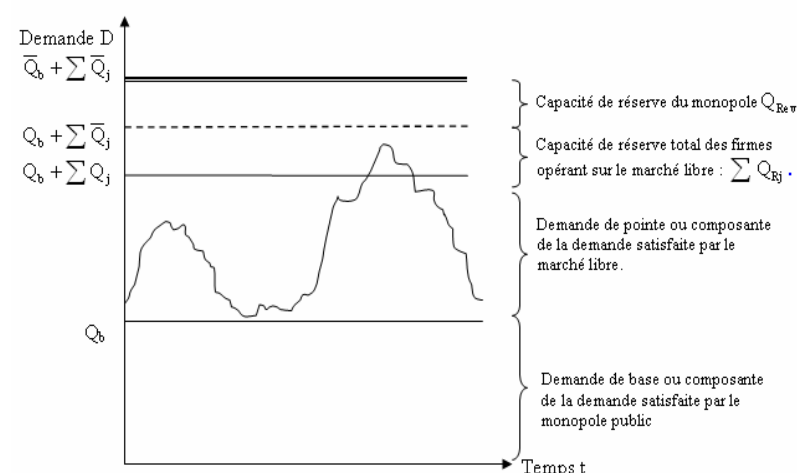
TRANSPORT	<ul style="list-style-type: none"> Secteur entre les mains d'un monopole national ou de monopoles régionaux. Gestion des équipements d'extrême pointe dont l'électricité est considérée comme un bien public. Cela permettrait de répercuter le coût complet de ces équipements sur les consommateurs qui y font le plus appel. Ces équipements seraient donc financés à la fois par une taxe sur le transport de électricité des firmes opérant sur le marché libre et par la vente de l'électricité d'extrême pointe sur le marché libre. Le rôle du gestionnaire des réseaux de transport (GRT) en tant que garant de la stabilité du système électrique s'en trouverait renforcé. Organiser la péréquation tarifaire géographique afin que les zones faiblement peuplées (peu rentables) soient également connectées au réseau de transport. <ul style="list-style-type: none"> Afin d'inciter les producteurs d'électricité à s'installer également dans ces régions isolées, ils pourraient bénéficier d'une tarification avantageuse pour le transport de leur électricité vers des zones plus densément habitées.
COMMERCIALISATION	<ul style="list-style-type: none"> Ce secteur d'activité serait complètement libéralisé. Selon le profil de la demande de leurs clientèles, les firmes commerciales seraient chargées de proposer l'offre la plus adaptée possible en s'approvisionnant à la fois sur le marché libre pour la partie variable de leur demande en période de pointe, et chez le monopole pour leur demande de base et la partie constante de leur demande en période de pointe. La tarification refléterait donc la consommation des utilisateurs et permettrait une meilleure maîtrise de la demande énergétique. Les services publics et les foyers les plus défavorisés pourraient bénéficier d'un statut privilégié leur offrant une tarification avantageuse (au tarif réglementé) et/ou des aides des compensations. Le cadre réglementaire de ce type de statut serait défini par l'autorité de régulation. Ces firmes de commercialisation proposeraient, comme c'est déjà le cas, une offre énergétique variée et développeraient des activités de conseil afin de proposer à leurs clients, particuliers et/ou professionnels, le mixte énergétique le plus adapté à leurs besoins et de les orienter sur leurs futurs choix énergétiques.
DISTRIBUTION	<ul style="list-style-type: none"> Entre les mains de monopoles locaux ou nationaux sous le contrôle d'une autorité de régulation forte.
AUTORITE DE REGULATION	<ul style="list-style-type: none"> Mise en place d'un observatoire des prix dont la mission serait de déceler les éventuels pouvoirs de marché des firmes productrices comme des firmes commerciales. Pouvoir d'autoriser le monopole chargé des équipements de base à produire à partir de ses capacités de réserve afin d'alimenter en électricité le marché libre. Cela permettrait de discipliner le marché. Programmation des arrêts pour la maintenance des unités de production de pointe. Programmation des investissements. Taxation des firmes sur les marchés de pointe pour financer les investissements dans les zones à faible population et peu rentables. N'échapperaient à cette taxation que les firmes ayant investi suffisamment dans ce type de zone. Améliorer la transparence sur le marché et améliorer la qualité et l'accès à l'information afin de faciliter les décisions d'investissements des firmes privées. Pouvoir de sanction renforcé à l'encontre des firmes ayant un mauvais comportement. Faire respecter les obligations des firmes en terme de mission de service public, notamment en ce qui concerne le maintien des capacités de réserves à un certain niveau minimum. Définir le cadre de l'action sociale et les règles d'intervention pour venir en aide aux plus démunis et aux populations socialement fragiles. Ces programmes sociaux seraient financés par une petite taxe prélevée sur les abonnements de l'ensemble des consommateurs.

Le graphe ci-après permet de mieux comprendre la répartition de la production électrique en fonction du type de demande. Le monopole public devant fournir la demande de base à un tarif réglementé est autorisé à produire à un niveau de production Q_b . Cependant, ses capacités de production doivent être maintenues à un niveau supérieur \overline{Q}_b . La différence entre

ces deux niveaux de production $Q_{Rev} = (\bar{Q}_b - Q_b)$ constitue une capacité de réserve de moyen et/ou long terme qui participe de la sécurité énergétique dans cette industrie. Afin d'assurer la stabilité de la demande adressée au monopole, nous proposons que les contrats d'approvisionnements en électricité de base incluent une clause « Take or Pay » similaire à celle qui fût en vigueur dans l'industrie du gaz. Cela permettrait de maintenir les capacités de réserve des équipements de base à 10% de la production. Cette capacité de réserve permettrait de répondre à toute demande supplémentaire de la part de nouveaux entrants ou des firmes plus anciennes sur le marché. Elle permettrait également d'améliorer la contestabilité du marché de l'électricité de pointe en dissuadant toute stratégie de sous investissement dans un but de pouvoir de marché. Si les firmes privées venaient à adopter un tel comportement, le régulateur pourrait temporairement autoriser le monopole public à jouer le rôle de nouvel entrant en lui permettant d'utiliser une partie de ses réserves pour vendre de l'électricité sur le marché libre. Cette mesure à caractère temporaire et exceptionnel devrait laisser le temps au régulateur de favoriser par divers moyens l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché. Compte tenu de son objectif de réduction des coûts, le monopole public privilégie des investissements dans des technologies de type 1, c'est-à-dire des équipements de base. Les firmes privées quant à elles vont privilégier des technologies de type 2, c'est-à-dire des équipements de pointe. Elles doivent en effet faire face à une demande volatile et caractérisée par une forte saisonnalité journalière, hebdomadaire et annuelle. Nous noterons leurs capacités de production $\bar{Q}_j = Q_j + Q_{Rj}$. Q_{Rj} représente la capacité de réserve de la firme j . Chaque firme devrait être dans l'obligation de maintenir une capacité de réserve dont le niveau serait imposé par l'autorité de régulation. Compte tenu de la volatilité des prix sur le marché libre, ses capacités de réserves devraient être fixées à un niveau élevé, c'est-à-dire à un niveau supérieur à 25%. Les prix de l'électricité de pointe découlent de la rencontre de l'offre et de la demande sur le marché libre. Grâce aux signaux de marché, l'investissement dans les équipements de pointe devrait être rationalisé et donc correspondre à un niveau optimal. Afin de rendre les marchés plus compétitifs, les firmes pourraient avoir recours à des contrats long terme négociés de gré à gré avec les firmes commerciales. En effet, selon D.W. Carlton (2007), une plus grande variété de contrats serait de nature à améliorer la compétitivité sur le marché et à rendre plus difficiles les pouvoirs de marché découlant d'ententes entre les firmes. Les prix et les quantités étant indépendants des prix spot, ces contrats long terme reviendraient à vendre une partie des capacités de production de la firme productrice. Celle-ci serait donc moins incitée à réduire sa production afin de faire augmenter

les prix. Par ailleurs, ces contrats long terme permettraient aux producteurs opérant sur le marché libre de stabiliser leurs revenus. Si un pouvoir de marché venait quand même à émerger, le monopole pourrait, comme nous l'avons évoqué précédemment, combler temporairement une production électrique jugée insuffisante. La contestabilité du marché serait donc ainsi assurée par la menace d'une intervention du monopole public. Toujours selon D.W. Carlton (2007), l'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) et la part de marché sont de mauvais indicateurs de pouvoir de marché pour les marchés électriques. La répartition des équipements de production d'une firme entre différents types d'unités de production tout au long de la courbe de demande de l'industrie électrique serait un bien meilleur indicateur de pouvoir de marché. En effet, il serait plus facile pour une firme de réduire sa production de base en période de pointe afin de profiter de l'augmentation des prix grâce à ses équipements de pointe. La séparation patrimoniale que nous avons opérée dans notre modèle entre les équipements de base (détenus par un monopole) et les équipements de pointe serait donc de nature à limiter les pouvoirs de marché dans l'industrie électrique. Les prix de l'électricité de pointe auraient donc tendance à s'aligner sur les coûts marginaux et à refléter pleinement l'état de l'offre et de la demande. Cette réalité des prix permet d'élaborer une meilleure politique de maîtrise de la demande en incitant aux économies d'énergies notamment par l'innovation.

Graph 3.9 : les différents niveaux de production et de demande d'électricité.



Nous noterons :

$$Q_{\max} = Q_b + \sum Q_j$$

$$\bar{Q}_{\max} = Q_b + \sum \bar{Q}_j$$

$$\bar{Q} = \bar{Q}_b + \sum \bar{Q}_j$$

$\bar{Q}_{\text{tot}} = \bar{Q} + \bar{Q}_e$, où \bar{Q}_e représente la capacité de production d'extrême pointe détenue par le Gestionnaire des réseaux de transport.

Et enfin, il reste le cas de la demande d'extrême pointe, c'est-à-dire lorsque celle-ci dépasse \bar{Q} . Cette demande d'extrême pointe doit être assurée par des réserves opérationnelles (capacités de réserve de très court terme) que l'on notera \bar{Q}_e . Comme l'ont expliqué nombre

d'auteurs tels que Joskow et Tirole (2006) ou Meunier et Finon (2006) les réserves opérationnelles ont tous les attributs d'un bien public. En effet, l'incapacité des prix du marché à intégrer l'ensemble du coût économique d'un effondrement du système et l'ampleur de ce coût aussi bien au niveau économique que social, font des réserves opérationnelles un bien public. Par ailleurs, le gain d'un maintien de réserves opérationnelles suffisantes garantissant une certaine stabilité du système répond aux cinq caractéristiques des biens publics que nous avons évoquées au début de ce chapitre : impossibilité d'exclusion par l'usage ou par les prix, obligation d'usage, inappropriabilité, et concernement collectif. Benoît Peluchon a montré dans sa thèse de doctorat que le monopole permettait une meilleure prise en charge des investissements dans les réserves opérationnelles que les firmes d'un marché libéralisé. Dans ce nouveau modèle d'organisation industrielle, nous proposons que la demande d'extrême pointe soit prise en charge par le monopole public chargé de la gestion du réseau de transport dont l'une des missions est de veiller au maintien de la stabilité du système électrique. En confiant ces investissements au gestionnaire du réseau de transport, il serait plus aisé de répercuter leurs coûts sur les consommateurs responsables des pics de prix, c'est-à-dire sur la demande de pointe.

Cette nouvelle organisation industrielle préconise donc la planification pour les investissements devant satisfaire la demande de base et l'incitation à travers les mécanismes de marché pour les investissements devant satisfaire la demande de pointe. On assure ainsi *la maîtrise des coûts de production pour la demande de base* notamment grâce aux économies d'échelle permises par le monopole, mais également en réduisant les coûts de surcapacité et de surproduction. *La maîtrise des prix de l'électricité de pointe* est également assurée grâce à la capacité de réserve du monopole public qui lui permet, lorsqu'il est autorisé par le régulateur, d'augmenter le niveau de l'offre sur le marché libre et de faire baisser les prix en période de fortes tensions sur le marché. On réduit ainsi le risque de pouvoir de marché des firmes opérant sur le marché de l'électricité de pointe. En effet, dans un marché libéralisé, les firmes sont généralement « price taker » pour la demande de base et « price maker » pour la demande de pointe. Grâce à la menace d'une intervention du monopole public sur le marché de l'électricité de pointe, les firmes hésiteraient à exercer leur pouvoir de marché et deviendraient « price taker » même dans le cas de la demande de pointe. L'investissement dans des équipements de pointe devrait donc être mieux orienté vers leur niveau optimal et donc mieux répondre aux évolutions de l'offre et de la demande. *La maîtrise de la demande de pointe* se fait grâce au mécanisme des prix. Lorsque le niveau des prix de l'électricité de

pointe augmente, les consommateurs sont incités sur le long terme à adopter des comportements de consommation visant à réduire, selon leur élasticité à long terme aux prix, leur consommation d'électricité durant les périodes de pointe afin d'alléger leur facture énergétique.

Dans ce système, les firmes de commercialisation de l'électricité sont chargées d'agréger les offres en électricité de base et électricité de pointe et de proposer une offre adaptée aux différents profils de consommation de leurs clients. Le monopole public peut ainsi pratiquer une facturation au coût moyen lui permettant de financer le renouvellement de ses investissements. Du fait de la pression concurrentielle, les firmes opérant sur le marché libre vendraient leur électricité au coût marginal. Le consommateur final, quant à lui, finirait par payer un tarif correspondant à un coût marginal de long terme de l'ensemble des équipements de base et de pointe. Nous verrons que ces firmes commerciales pourraient dans un proche avenir jouer un rôle crucial dans l'affectation des ressources énergétiques. Les industries où il existe une complémentarité entre l'énergie et le capital se verraient proposer une plus grande part de leurs approvisionnements à partir des équipements de base du monopole. Alors que les industries où ces deux facteurs sont substituables, ayant une consommation plus flexible, auraient intérêt à plus s'approvisionner sur le marché libre.

Le régulateur, quant à lui, devrait voir son rôle et ses pouvoirs renforcés afin de permettre une meilleure mise en œuvre de la politique énergétique. Afin de mieux contrôler le jeu concurrentiel, l'autorité de régulation devrait inclure un observatoire des prix dont la mission serait de déceler l'exercice de pouvoirs de marché. Afin d'éviter les manipulations du marché, les arrêts de production pour la maintenance des équipements devraient être effectués périodiquement et programmés par le régulateur. Lorsque le pouvoir de marché découle d'un sous-investissement dans les équipements de pointe, l'autorité de régulation pourrait décider d'autoriser le monopole (chargé des équipements de base) à vendre sur le marché libre une partie de sa production à partir de ses capacités de réserves. Le monopole chargé des équipements de base endosserait ainsi le rôle d'un nouvel entrant potentiel dont la fonction serait de discipliner le marché libre. L'autorité de régulation posséderait donc de nouveaux moyens d'incitation et de coercition afin de mener une véritable politique énergétique lui permettant d'orienter le marché en termes d'investissement, de maîtrise de la demande et de respect des obligations de service public. Une autorité de régulation européenne devrait

également voir le jour afin de mettre en commun les données et les informations des régulateurs nationaux et coordonner leurs actions au niveau européen.

Nous défendons le *principe d'une séparation comptable et juridique* entre les firmes réglementées et les firmes agissant sur le marché libre, c'est-à-dire entre les monopoles publics de transport, de distribution et de production de base et les firmes de commercialisation et de production de pointe. Cette mesure est destinée à éviter des pratiques de subventions croisées permettant de rentabiliser des investissements de base grâce à des niveaux élevés des prix de l'électricité de pointe. Ces subventions croisées sont des imperfections de marché qui réduisent la lisibilité du marché en termes d'investissement. Elles constituent également des incitations à l'exercice d'un pouvoir de marché. On évite donc toute tentative de pouvoir de marché dont la logique serait, pour les firmes, de réduire la production de leurs équipements de base en période de pointe, afin de provoquer de fortes envolées des prix. Le monopole public ne pourrait vendre sur le marché de pointe que lorsqu'il y est autorisé, en dernier recours, par l'autorité de régulation. Le super profit ainsi dégagé pourrait constituer une source de financement pour ses capacités de réserves. Ce principe de séparation comptable et juridique est donc une des conditions permettant de rendre le marché libéralisé destiné à la production de pointe plus concurrentiel et plus contestable. On obtient ainsi une meilleure lisibilité des signaux de marché pour l'investissement de pointe.

Les différentes composantes du prix de l'électricité et l'allocation optimale des ressources énergétiques.

Dans ce paragraphe, nous traiterons des prix de l'électricité produite et consommée sans aborder les problèmes de tarification des charges d'accès au réseau de transport et de distribution. Qu'il s'agisse de tarification « cost plus », « price cap », « price cap hybride », « Ramesey-boiteux », « Efficient Component Pricing rule » (Baumol et Sidak) ou de tarification « timbre poste » comme cela est la tendance actuelle ; nous supposons que la tarification relative aux réseaux de transport et de distribution reste neutre du point de vue du producteur et du consommateur, c'est-à-dire qu'elle n'a aucun impact, ni sur leur richesse ni sur leurs décisions. Jusqu'à présent, il existait deux cas de figures concernant les prix de l'électricité : soit ils étaient fixés de manière libre par le marché en fonction de l'offre et de la

demande, soit ils étaient fixés par une autorité de régulation selon une certaine politique tarifaire. Dans le modèle d'organisation industrielle que nous défendons, il y a l'idée que le coût de l'électricité doit prendre en compte séparément les quantités et les prix pour chacun des deux types de consommation que sont la base et la pointe. Le coût final pour le consommateur inclura à la fois une composante tarifaire destinée à rémunérer les équipements de base et une composante libre fixée par le marché selon l'offre et la demande en électricité de pointe permettant une meilleure maîtrise de la demande énergétique. Les firmes de commercialisation sont chargées de proposer des prix dont la répartition de ces deux composantes correspondrait au profil de consommation de leurs clients. Le rôle de ces firmes serait donc essentiel en termes d'allocation des ressources énergétiques et de maîtrise de la demande. Les équipements d'extrême pointe sont, quant à eux, pris en charge par le gestionnaire de réseau de transport. Après avoir passé en revue les différents types de tarification de l'électricité, nous montrerons les avantages qu'offre notre approche en terme de recouvrement des investissements, d'allocation optimale des ressources énergétiques et de réduction des coûts de l'électricité.

Lorsque les prix sont réglementés, le régulateur a le choix entre différents modes de tarification. Chacun de ces modes de régulation a ses avantages et ses inconvénients. La tarification au coût marginal permet au régulateur de forcer l'efficacité du marché en imposant le prix qui aurait prévalu en situation de libre concurrence. Mais, dans une industrie aux rendements d'échelle décroissants, ce mode de tarification pose le problème du financement du renouvellement des infrastructures. En effet, les coûts fixes sont si importants que les coûts marginaux deviennent inférieurs aux coûts moyens. La tarification au coût marginal en développement (ou coût marginale de long terme) permet de pallier en partie ce problème. Ce mode de tarification revient à faire payer aux utilisateurs consommant en période de congestion, le prix du renouvellement et du développement des infrastructures. Mais ce système est plutôt hasardeux en termes de planification des investissements, car il faudrait investir avant qu'on ne rencontre des problèmes de congestion. Un autre mode de tarification qui permet de résoudre le problème du financement des infrastructures électriques est la tarification au coût moyen. Ce mode de tarification permet par ailleurs de réaliser une péréquation temporelle et spatiale des tarifs. Mais cette solution n'est pas considérée comme étant paréto-optimale car elle induit une diminution du surplus collectif par rapport à la tarification au coût marginal. De plus, cette solution présente une certaine difficulté dans son application lorsque l'on est confronté à un monopole multi-produit comme c'est le cas de

l'industrie électrique. En effet, en ne permettant pas de différencier les types de production (base, pointe et extrême pointe) ce type de tarification rend très difficile toute politique de maîtrise de la demande. Il pourrait même favoriser des habitudes de consommation poussant le coût moyen (et donc le prix) à la hausse. En effet, considérons l'exemple suivant⁵⁸ : Supposons qu'un monopole public doive satisfaire une demande de base de 100 MWh à un coût unitaire de 10 €/MWh et une demande de pointe de 200 MWh à un coût unitaire de 30 €/MWh. Le coût moyen de production sera alors de $(100\text{MWh} \times 10 \text{ €/MWh} + 200\text{MWh} \times 30 \text{ €/MWh}) / 300 \text{ MWh} = 23,3 \text{ €/MWh}$. Le risque est de voir le consommateur augmenter sa demande en électricité de pointe au lieu de réallouer sa demande vers la demande en électricité de base. Imaginons que ce risque se confirme et que l'année suivante la demande de base soit de 100 MWh et la demande de pointe de 300 MWh. Nous aurions alors un coût moyen (et donc un prix) en augmentation selon le calcul suivant : $(100\text{MWh} \times 10 \text{ €/MWh} + 300\text{MWh} \times 30 \text{ €/MWh}) / 400 \text{ MWh} = 25 \text{ €/MWh}$. Les partisans d'une tarification au coût marginal font valoir qu'elle a l'effet inverse sur les prix. En faisant payer aux consommateurs le coût effectif de leur demande, la tarification au coût marginal incite les consommateurs à différer leur consommation de manière à réduire leur demande de pointe. Nous aurions alors un prix moyen en diminution selon le calcul suivant : $(200\text{MWh} \times 10 \text{ €/MWh} + 200\text{MWh} \times 30 \text{ €/MWh}) / 400 \text{ MWh} = 20 \text{ €/MWh}$. Ce mode de tarification permet donc de maîtriser la demande et donc d'économiser les ressources énergétiques. En fait, la tarification privilégiée pour une industrie multi-produit est la *tarification de Ramesey-Boiteux*, dite également *tarification à la valeur d'usage*. Il s'agit d'une tarification de 2nd rang qui rend nul le profit du monopole. Elle consiste à discriminer entre les consommateurs selon l'élasticité de leur demande : le régulateur fait payer un prix dont l'écart avec le coût marginal est d'autant plus élevé que les consommateurs sont captifs. Si ce mode de tarification permet d'assurer le renouvellement des infrastructures en évitant tout pouvoir de monopole, ce type de discrimination par les prix est contre-productif du point de vue de la maîtrise de la demande, car les consommateurs les moins captifs qui sont par définition ceux ayant le plus de facilité à maîtriser leur demande énergétique, sont justement les moins incités à réduire leur consommation énergétique. On aboutit de ce fait à une mauvaise allocation des ressources électriques entre les industries où l'électricité et le capital sont des facteurs complémentaires et les industries où l'électricité et le capital sont des facteurs substituables. Nous pouvons également mentionner la tarification dite de 1^{er} rang qui consiste à ce que les coûts fixes

⁵⁸ Exemple inspiré de Jean-Pierre Angelier « Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée. Une perspective historique », Avril 2005.

soient pris en charge par l'autorité concédante, ou encore la tarification non linéaire binôme : $T = C_m + E$ qui permet une facturation au coût marginal de long terme. Mais la mise en application de ces différents modes de tarification pose certains problèmes au régulateur. En effet, ce dernier est complètement dépendant des informations que lui fournit l'entreprise régulée. Il doit donc pallier ces problèmes d'information en élaborant une certaine *gouvernance de tarification* : un système de fixation des prix qui utilise des mécanismes de révélation de l'information, d'incitation à l'innovation et/ou d'incitation à l'efficience productive.

Le modèle d'organisation industrielle que nous proposons permet de garantir le renouvellement des investissements tout en assurant une meilleure allocation des ressources énergétiques et une maîtrise des coûts de l'électricité. En effet, le coût de l'électricité pour le consommateur serait la composante d'un tarif réglementé (T) et d'un prix de marché (\tilde{P}). Afin de permettre le renouvellement des équipements de base, l'électricité de base serait facturée au coût moyen. Le monopole public n'étant autorisé à produire que de l'électricité de base nous échappons ainsi aux inconvénients d'une production multi-produits. La seconde composante du prix final payé par le consommateur serait le prix de marché de l'électricité de pointe. Ce prix devrait varier en fonction de l'offre et de la demande et donc permettre aux consommateurs de mieux maîtriser leur consommation. La compétition sur ce marché devrait faire tendre ces prix vers le coût marginal des équipements de pointe, sauf en période de forte congestion où les prix pourraient connaître des augmentations plus ou moins importantes. Ces hausses de prix procurent à ces firmes électriques des rentes de rareté leur permettant de mieux amortir leurs coûts fixes et de financer le renouvellement et le développement de leurs équipements. La stabilité du système électrique étant considérée comme un bien public, elle doit être prise en charge par un monopole public. Les équipements d'extrême pointe sont donc, quant à eux, financés par le gestionnaire du réseau de transport qui répercute leurs coûts sur les tarifs du transport des consommateurs responsables des pics de demande, c'est-à-dire sur la demande de pointe. On évite ainsi le problème des revenus manquants que nous avons évoqué plus haut. Ainsi, le financement de chaque type d'investissement est assuré. Par ailleurs, une politique de maîtrise de la demande de pointe est possible grâce une clarification des signaux de marché. En effet, ceux-ci ne concernent plus qu'un seul type d'investissement. Et finalement, les consommateurs sont facturés à un prix proche du coût marginal de long terme du système de production. Ils paient ainsi le prix réel de leurs différents types de

consommations électriques. Le coût de l'électricité pour le consommateur final pourrait s'en trouver réduit. Reprenons l'exemple précédent mais en considérant les coûts unitaires de chaque type d'équipement au lieu de considérer les coûts unitaires de chaque type de demande. Supposons que la demande de base soit fournie entièrement à partir d'équipements de base, mais que la demande de pointe soit fournie à 50% à partir d'équipements de base et à 50% à partir d'équipements de pointe. Les équipements de base produisent donc 100 MWh en période de demande de base et 100 MWh en période de demande de pointe. Les équipements de pointe produisent quant à eux uniquement 100 MWh en période de demande de pointe. Si l'on considère que le coût moyen unitaire des équipements de base est de 10 €/MWh et que le coût marginal des équipements de pointe est de 30 €/MWh, le consommateur final finira par payer un prix moyen de $(200\text{MWh} \times 10 \text{ €/MWh} + 100\text{MWh} \times 30 \text{ €/MWh}) / 300 \text{ MWh} = 16,6 \text{ €/MWh}$. Le prix de l'électricité des équipements de pointe pourraient croître jusqu'à 50 €/MWh avant que l'on ne revienne à un prix moyen final de 20 €/MWh. Au lieu d'être absorbé par les équipements de base sous la forme de rentes (rente nucléaire ou rentes hydrauliques), cette marge de $(50-30=) 20 \text{ €/MWh}$ est réallouée aux investissements de pointe permettant ainsi leur amortissement et leur renouvellement. Nous obtenons donc une meilleure allocation des revenus entre les différents types d'équipements.

Ce système de prix à deux composantes est proche de la tarification non linéaire binôme que nous avons évoqué précédemment. Elle permet de financer de manière indépendante les infrastructures correspondant à chaque type de demande d'électricité. Malgré la suppression des rentes infra-marginales pour les équipements de base et de pointe, il n'existe plus de problèmes de revenus manquants. En effet, ces rentes étaient surtout dues aux différences entre les coûts marginaux des différentes technologies de production. A partir du moment que l'électricité mise sur le marché libre provient d'un parc de production technologiquement homogène (les équipements de pointe), la différence entre les coûts marginaux des équipements de production s'en trouve fortement réduite. Par ailleurs, grâce au recours au prix de marché pour l'électricité de pointe, il est possible de mener une politique de maîtrise de la demande en incitant les consommateurs à réduire le niveau de leur consommation énergétique et/ou en relançant l'innovation dans les économies d'énergies. Sur le long terme, on assisterait à une réallocation des ressources électriques des industries où l'électricité et le capital sont substituables vers des industries où ces deux facteurs sont complémentaires. Les compagnies de commercialisation de l'électricité sont justement chargées de fournir l'offre la plus adaptée possible au profil de leur clientèle. Afin d'éviter tout pouvoir de marché, le rôle

de l'autorité de régulation est essentiel. Celui-ci doit être renforcé. En contrôlant le monopole public, l'autorité de régulation détient un levier d'action permettant de sanctionner le marché en cas de hausse injustifiée des prix.

Transposition du modèle au niveau Européen

Ce nouveau modèle d'organisation industrielle pourrait se transposer au niveau européen de la manière suivante. Chaque pays européen mettrait en place un monopole public d'envergure nationale ou plusieurs monopoles publics de dimension régionale chargés de la production de base. Afin de ne pas priver ces monopoles publics des profits de la libéralisation mais également de bénéficier de leur savoir-faire et de leurs importantes capacités d'investissement, ces firmes pourraient être autorisées à pénétrer les marchés de pointe partout où elles n'ont pas le statut de monopole public. Cela permettrait de renforcer la concurrence sur les marchés de pointe européens grâce à un nombre élevé d'entrants potentiels et d'inciter les monopoles publics à améliorer constamment leur compétitivité. Il resterait de la responsabilité des autorités nationales de régulation de vérifier que les investissements sur des marchés de pointe européens ne se font pas au détriment des investissements de base sur le marché national. Pour se prémunir contre ce travers, nous pouvons imaginer que tout investissement d'un monopole public en dehors du périmètre de son marché national doit requérir l'accord préalable de son autorité de régulation qui vérifierait que la firme respecte bien son cahier des charges en termes d'investissement. Les firmes présentes sur les marchés de pointe pourraient importer et exporter vers tout autre marché de pointe. Elles pourront ainsi effectuer des arbitrages entre différents marchés électriques et les rendre ainsi plus contestables. Ces opportunités d'arbitrage devraient également inciter les firmes à investir dans les capacités d'interconnexion. Ainsi, grâce à la libéralisation de la production de pointe et de la commercialisation, les capacités d'interconnexion devraient fortement augmenter et un marché européen unique et homogène de l'électricité de pointe devrait voir le jour. Cette industrie de l'électricité de pointe devrait par ailleurs converger avec l'industrie gazière afin d'exploiter les nombreuses synergies qui existent entre ces deux industries et de permettre une meilleure gestion de la demande énergétique. En s'implantant sur les marchés de pointe des pays voisins et en augmentant leurs capacités de production de pointe, les monopoles publics pourraient renforcer la sécurité énergétique de leur propre marché car ils augmenteraient le potentiel d'importation sur leur

propre marché de pointe. Ainsi, ce modèle d'organisation industrielle incite au développement des marchés de pointe et des capacités d'interconnexion et, in fine, à la constitution d'un marché unique, homogène et concurrentiel en Europe ou du moins sur la plaque continentale. Le marché européen étant composé de plusieurs marchés nationaux ayant chacun sa propre autorité de régulation, il est possible que certaines décisions d'un régulateur national affectent négativement les consommateurs sur autre marché national. Afin d'harmoniser la régulation au niveau européen et éviter ces possibles externalités, une autorité de régulation européenne devrait être créée. Sa mission serait de veiller au respect de la libre concurrence au niveau européen et d'œuvrer dans le sens d'une plus grande intégration des marchés nationaux.

L'investissement dans les équipements de base et de pointe.

Le contrôle des investissements est l'un des points les plus importants dans le cadre d'une réforme institutionnelle de l'industrie électrique. En effet, la stabilité d'un système électrique dépend fortement de sa capacité à diriger les investissements de base, de pointe et d'extrême-pointe vers leurs niveaux optimaux. Alors que l'on reprochait aux monopoles leur tendance au surinvestissement, de nombreux articles (Cramton et Stoft 2006, Joskow 2006) pointent du doigt les insuffisances en matière d'investissement dans les industries électriques libéralisées. Dans sa thèse de doctorat, Benoît Peluchon (2007) montre que le niveau d'investissement du monopole public sera systématiquement supérieur à celui de l'ensemble des firmes d'un marché déréglementé. Nous présenterons brièvement ci-dessous le principal résultat de Benoît Peluchon. Puis, nous nous en inspirerons pour montrer que le modèle institutionnel mixte que nous avons décrit permet de gérer simultanément le risque de défaillance et la maîtrise de la demande. Ce système permet une gestion plus efficace de l'offre et de la demande en période de pointe. Ainsi, le coût de défaillance du monopole public s'en trouve réduit et l'envolée des prix de l'électricité de pointe en période de fortes tensions est limitée. La prise en charge du risque de défaillance est donc partagée entre le monopole public et le marché sous la surveillance de l'autorité de régulation.

Nous présentons ci-dessous les principaux résultats tirés de la seconde partie de la thèse de Benoît Peluchon (2007) dont la démonstration a été reproduite dans l'annexe 3. Il s'agit d'un modèle de concurrence imparfaite combinant l'existence d'un pouvoir de marché avec un processus de fixation de prix simplifié. Les prix étant fixés de manière exogène, le pouvoir de marché des productions ne provient pas de la possibilité de faire augmenter les prix à travers une réduction de la production, mais provient du processus d'investissement lui-même. Benoît Peluchon parle alors de « pouvoir de marché par l'investissement ». Les prix ne dépendent que de la différence entre la demande et les capacités installées. Quand les capacités sont excédentaires, le prix est égal au coût variable du moyen de production. Dans le cas contraire, le prix prend la valeur d'un prix plafond. Les firmes choisissent d'abord leurs capacités de production. Elles prennent ensuite connaissance de la réalisation de la demande. Celle-ci est aléatoire et complètement inélastique. Et enfin, elles produisent en tenant compte des contraintes de capacité. L'investissement est restreint aux investissements d'extrême-pointe⁵⁹. Il s'agit d'une simplification pratique qui se justifie par le fait que les équipements d'extrême-pointe permettent le bouclage du programme d'investissement. Il n'existe donc qu'une seule technologie pour laquelle le coût d'investissement est proportionnel aux capacités construites. L'objectif est de savoir dans quel type d'organisation industrielle la probabilité d'une défaillance du système est la plus importante. Celle-ci résultant d'un manque d'investissement dans les équipements d'extrême-pointe.

➤ Le cas du monopole public :

L'objectif du monopole public est de minimiser les coûts par rapport à \bar{Q} :

$$\min_{\bar{Q}} E[\text{coûts}] = \min_{\bar{Q}} E \left[I \cdot \bar{Q} + C_p \cdot D \cdot 1_{\{D < \bar{Q}\}} + (C_p \cdot \bar{Q} + C_D (D - \bar{Q})) \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \right] \quad [I]$$

\bar{Q} représente la capacité de production totale, I représente l'investissement par MWh, C_p représente le coût variable pour la production d'un MWh, C_D représente le coût de défaillance découlant de la non-fourniture d'un MWh et D représente la demande. Cette dernière est

⁵⁹ Benoît Peluchon parle de capacité de base, semi base et pointe, alors que nous utilisons une autre terminologie : base, pointe et extrême-pointe.

supposée avoir la forme suivante : $D_t = M_t + \varepsilon_t$ où M_t est non aléatoire et positif, et ε_t suit une loi normale centrée de variance σ^2 .

Soit $A = P(D < \bar{Q})$ la probabilité que la demande finale reste inférieure à la capacité de production \bar{Q} . En utilisant la condition du 1^{er} ordre, nous obtenons la probabilité d'une défaillance du système due à une insuffisance de l'offre du monopole: $1 - A = \frac{I}{C_D - C_p}$ [II]

➤ Le cas d'un n-oligopole (Peluchon 2007):

L'objectif des firmes est de maximiser leurs profits par rapport à leur propre capacité de production :

$$\text{Max}_{\bar{Q}_i} E[\text{profits}] = \text{Max}_{\bar{Q}_i} E \left[(C_p \cdot Q_i - C_p \cdot \bar{Q}_i - I \cdot \bar{Q}_i) \cdot 1_{\left\{D < \sum_1^n Q_j\right\}} + (\bar{P} \cdot \bar{Q}_i - C_p \cdot \bar{Q}_i - I \cdot \bar{Q}_i) \cdot 1_{\left\{D \geq \sum_1^n Q_j\right\}} \right] \quad \text{[III]}$$

En utilisant la condition du 1^{er} ordre, nous obtenons la probabilité d'une défaillance du

$$\text{système du fait d'une insuffisance de l'offre des firmes : } 1 - A = \frac{I}{\bar{P} - C_p} + \bar{Q}_i \cdot \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} \quad \text{[IV]}$$

Benoît Peluchon montre que l'expression [IV] est supérieure à l'expression [II], c'est-à-dire que la probabilité d'une défaillance du système du fait d'une insuffisance de l'offre des firmes agissant dans le cadre d'un n-oligopole est supérieure à celle d'un monopole public. En limitant leurs investissements, les firmes privées profitent plus de l'augmentation des prix de l'électricité qu'elles ne souffrent de la perte de parts de marché. Alors que le monopole public investit de manière à réduire le plus possible le coût de défaillance.

Programmes d'investissement dans le cas d'un modèle d'organisation industrielle mixte.

Le modèle d'organisation industrielle que nous défendons suppose un cadre institutionnel mixte. La production de base dépend du monopole public dont l'objectif premier est de minimiser les coûts de l'énergie. La production de pointe, quant à elle, est satisfaite par des firmes privées opérant dans le cadre d'un marché libéralisé. L'objectif premier de ces dernières est donc la maximisation du profit. La principale différence avec les travaux de Benoît Peluchon que nous venons de présenter est que nous considérons deux technologies

différentes avec des coûts variables différents. A chaque type de demande correspond une technologie. Les démonstrations des résultats présentés ci-dessous sont dans l'annexe 4.

Il existe deux technologies avec des coûts de production différents : C_{pb} et C_p représentant respectivement le coût variable de la production d'un MWh de base et de pointe. Les coûts variables de la production de base étant généralement plus faibles que ceux de la production de pointe, nous supposerons que $C_{pb} < C_p$.

Nous calculerons deux probabilités portant sur le niveau de la demande par rapport aux capacités de production de chacune de ces deux technologies. La probabilité $A = P(D < \bar{Q})$ que la demande reste inférieure aux capacités totales \bar{Q} de l'industrie. La probabilité $(1 - A) = P(D \geq \bar{Q})$ mesurera ce que Benoît Peluchon appelle le risque de défaillance du système. La probabilité $A_1 = P(D < \bar{Q}_{\max})$ que la demande reste inférieure à la capacité totale moins les capacités de réserves Q_{Rev} mises en place par le monopole public. La probabilité $(1 - A_1) = P(D \geq \bar{Q}_{\max})$ mesurera ce que l'on appellera les risques de défaillance « partiel ». C'est sur la base de cette probabilité que les firmes privées déterminent leur programme d'investissement.

Nous considérons deux types de coûts de défaillances devant être supportés par le monopole public. Le premier type de coût de défaillance est, tel que le définit Benoît Peluchon, le coût C_D de tout MWh non fourni. Le second type de coût de défaillance est le coût C_D^1 de tout MWh de pointe non fourni. Il s'agit d'une défaillance partielle nécessitant un recours aux capacités de réserves du monopole détenant les équipements de base.

Minimisation des coûts du monopole public :

$$\min_{\bar{Q}_b} E[\text{coût}] = \min_{\bar{Q}_b} E \left[\begin{aligned} & I\bar{Q}_b + C_{pb} \cdot Q_b \cdot 1_{\{D < \bar{Q}_{\max}\}} + \{C_{pb} \cdot Q_b + C_{pb} \cdot (D - Q_b - \sum \bar{Q}_j)\} \cdot 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} \\ & + (C_{pb} \cdot \bar{Q}_b + C_D (D - \bar{Q})) \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \end{aligned} \right] \quad [V]$$

Le monopole public doit minimiser les coûts de production de ses équipements de base selon trois cas de figure. Le premier cas est celui où la demande est inférieure à \bar{Q}_{\max} . La production du monopole public est alors fixée à Q_b . Le deuxième cas est celui où la demande se situe entre \bar{Q}_{\max} et \bar{Q} . Le monopole public doit alors avoir recours à ses capacités de réserves. Et enfin, le troisième cas est celui où la demande dépasse la capacité totale de l'industrie. Le monopole fonctionne à plein régime. Pour chaque MWh non fourni, le monopole public subit un coût de défaillance C_D .

A partir des conditions du premier ordre de l'équation [V], nous pouvons calculer la probabilité d'une défaillance du système due à une insuffisance de l'offre globale.

Soit la probabilité $A = P(D < \bar{Q})$. On a :

$$\frac{I}{(C_D - C_{pb})} = 1 - A$$

Le coût de défaillance du système est égal à $P(D \geq \bar{Q}) = 1 - A = 1 - A_1 - P(\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q})$.

Nous obtenons un résultat similaire à celui de Peluchon concernant le cas du monopole public. La seule différence est que le risque de défaillance est calculé à partir du coût variable de la production d'un MWh de base au lieu d'être calculé à partir du coût variable de la production d'un MWh d'extrême-pointe comme c'est le cas dans le modèle de Peluchon. Le coût variable C_{pb} d'un MWh de base étant plus faible que celui d'un MWh d'extrême-pointe, le risque de défaillance de notre monopole public est donc supérieur à celui d'un monopole public traditionnel.

Maximisation du profit pour des firmes privées

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E[\pi_i] = \\ \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E \left[(C_p \cdot Q_{pi} - C_p \cdot \bar{Q}_{pi} - I \bar{Q}_{pi}) \cdot 1_{\left\{ Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj} \right\}} + ([\bar{P} - \alpha(\bar{P} - C_p)] \bar{Q}_{pi} - C_p \cdot \bar{Q}_{pi} - I \bar{Q}_{pi}) \cdot 1_{\left\{ D \geq Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj} \right\}} \right] \end{aligned} \quad [\text{VIII}]$$

Q_{pi} et \bar{Q}_{pi} représentent respectivement la production d'électricité de pointe d'une firme et sa capacité de production totale. C_p représente le coût variable de la production d'un MWh de

pointe. En période de fortes tensions sur le marché, c'est-à-dire lorsque la demande D est supérieure ou égale à la capacité de production maximale \bar{Q}_{\max} , le prix de l'électricité de pointe atteint un plafond. Dans le cas d'un n -oligopole, Benoît Peluchon note ce prix plafond \bar{P} . Nous supposons dans notre modèle que l'action du monopole public en période de congestion permet de réduire ce prix plafond de $\alpha \cdot (\bar{P} - C_p)$; $\alpha \in]0,1[$ caractérisant la capacité du monopole public à réduire le prix de l'électricité sur le marché. Nous considérerons donc un prix plafond inférieur à celui du modèle de Benoît Peluchon : $[\bar{P} - \alpha \cdot (\bar{P} - C_p)]$.

Soit $A_1 = P(D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}) = P(D < \bar{Q}_{\max})$.

A partir des conditions du premier ordre de l'équation [VIII], nous pouvons calculer la probabilité que l'offre des firmes présentes sur le marché de pointe soit insuffisante pour que la demande de pointe soit entièrement satisfaite, autrement dit, la probabilité qu'un recours aux réserves du monopole public détenant les équipements de base ou aux équipements d'extrême-pointe soit nécessaire. Cette probabilité est :

$$\boxed{1 - \bar{Q}_{pi} \cdot \frac{\partial A_1}{\partial \bar{Q}_{pi}} - A_1 = \frac{I}{[(\bar{P} - C_p) \cdot (1 - \alpha)]}} \quad [IX]$$

Le fait que le prix plafond soit inférieur à celui d'un n -oligopole traditionnel réduit l'intérêt des stratégies de sous-investissement visant à acquérir un certain pouvoir de marché. En effet, du fait de l'intervention du monopole, il est plus difficile pour les firmes d'exercer un fort pouvoir de marché. Le risque d'une insuffisance de la production de pointe est donc réduit. Les firmes opérant sur le marché de l'électricité de pointe auraient plutôt intérêt à investir afin d'acquérir une plus grande part de marché. En limitant le pouvoir de marché des firmes, on renforce la concurrence sur le marché.

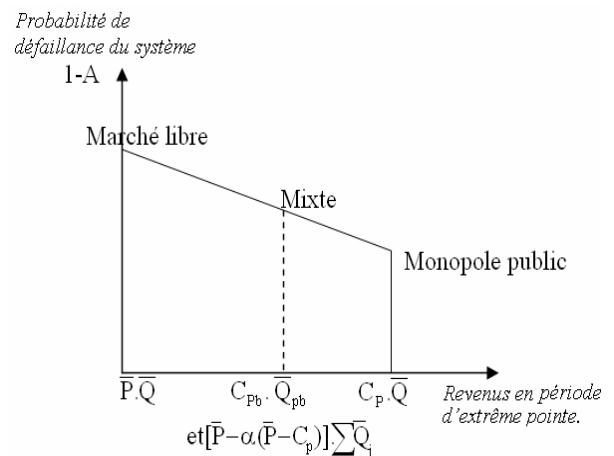
Interprétation :

Le principal résultat que nous en tirons est que notre modèle d'organisation industrielle permet d'obtenir un risque de défaillance intermédiaire entre les deux cas étudiés par Benoît Peluchon dans sa thèse de doctorat, c'est-à-dire le cas du monopole public traditionnel et le cas d'un n-oligopole. Il permet donc de trouver un juste équilibre entre la réduction du risque de défaillance et la nécessité d'une maîtrise de la demande de l'électricité en période de pointe.

A l'instar de Benoît Peluchon, on a supposé une demande totalement inélastique. Si l'on avait considéré le cas plus réaliste d'une demande élastique, le mécanisme des prix sur le marché de l'électricité de pointe aurait permis une meilleure maîtrise de la demande. Cela aurait eu pour conséquence de réduire le risque de défaillance dans une plus large mesure que ne le prédit le modèle. Il nous semble donc que le modèle « mixte » que nous défendons permet d'avoir un risque de défaillance raisonnable tout en permettant de disposer des signaux de marché nécessaires à la maîtrise de la demande et d'un contrôle relatif des prix en limitant tout pouvoir de marché.

Même si son risque de défaillance est supérieur à celui du monopole public traditionnel, notre modèle d'organisation industrielle permet de mener une véritable politique de maîtrise de la demande. En se préoccupant tout autant du risque de défaillance du système électrique que de la maîtrise de la demande, le modèle institutionnel mixte permet donc une meilleure gestion de la sécurité énergétique de l'industrie électrique sur le long terme. L'un des principaux problèmes de l'investissement dans les industries déréglementées est ce qu'on appelle le problème de « missing money » que Benoît Peluchon traduit très justement dans sa thèse de doctorat par « revenus manquants ». Ces « revenus manquants » font surtout défaut aux équipements d'extrême-pointe. Cela s'explique par le fait que les pics de prix sont généralement insuffisants pour rémunérer ce type d'installations (Cramton et Stoft, 2006). Par ailleurs la mise en place de prix plafond pour éviter certains pouvoirs de marché a contribué à renforcer le phénomène. Dans notre modèle institutionnel mixte, les équipements d'extrême-pointe sont financés et pris en charge par le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) qui

Graph 3.10 : comparaison des risques de défaillance



en répercute les coûts sur les tarifs du transport de l'électricité de pointe. Les consommateurs contribuent tous, à proportion de leur consommation en électricité de pointe, au financement de ces équipements si nécessaire à la stabilité du système électrique. Il n'existe donc pas de problème de revenus manquants pour ce type d'investissement. Par ailleurs, le marché étant restreint à la production de pointe utilisant une technologie relativement homogène, on évite le problème des rentes infra-marginales qui ne permettent pas aux dernières unités appelées par le « merit order » de couvrir leurs coûts fixes (Borrenstein 2000, Stoft 2002). Le problème des « revenus manquants » est donc assez marginal dans ce type d'organisation industrielle.

Les différents aspects du modèle d'organisation industrielle mixte.

Le tableau 3.10 ci-dessous présente un récapitulatif des conséquences du modèle d'organisation industrielle mixte que nous avons décrit dans différents domaines de réflexion tels que l'investissement, la péréquation tarifaire, le maintien des capacités de réserve, les prix, la maîtrise de la demande ou encore le développement des interconnexions et la stabilité du système électrique.

Tableau 3. 10 : récapitulatif des propositions pour une nouvelle organisation industrielle dans l'industrie électrique.

Impact sur...	Explications
L'investissement dans chaque type d'équipement est financé de manière indépendante par trois profils d'acteur différents. On arrive ainsi à optimiser l'investissement dans chacun de ces moyens de production.	<ul style="list-style-type: none"> • Equipements de base : l'investissement est réalisé par le monopole. Il est rentabilisé grâce à un tarif réglementé fixé au coût moyen. L'investissement est programmé à court, moyen et long terme. • Equipements de pointe : l'investissement répond aux signaux du marché en terme d'offre et de demande. • Equipements d'extrême pointe : l'investissement est réalisé par le gestionnaire du réseau de transport qui est responsable de la stabilité du système électrique. Le coût de ces « capacités de réserves opérationnelles » sera récupéré grâce à la vente de l'électricité sur le marché de pointe d'une part et à un prélèvement venant se greffer sur les tarifs de transport pour l'électricité de pointe d'autre part.
La péréquation tarifaire serait garantie grâce à des incitations financières et des avantages en terme de transport de l'électricité permettant de rendre plus attractives les zones considérées comme peu rentables. L'objectif est d'inciter financièrement les producteurs à investir dans ces zones afin de réduire le différentiel entre les prix des zones urbaines et ceux des zones rurales. Ce sont donc les zones urbaines qui financeraient la péréquation tarifaire au profit des zones rurales.	<ul style="list-style-type: none"> • Des tarifs de transport plus intéressants pour les producteurs s'installant dans des zones à faible population seraient mis en place par le Gestionnaire du Réseau de Transport. • L'autorité de régulation serait habilitée à taxer les firmes opérant sur le marché de pointe. Seules échapperaient à cette taxation les firmes ayant suffisamment investi dans des zones faiblement habitées en répondant aux appels d'offre de l'autorité de régulation. Le montant total de cette taxe serait utilisé comme subvention afin faciliter l'installation d'unités de production de pointe dans les zones isolées. • Le monopole serait, quant à lui, contraint de desservir l'ensemble du territoire en électricité de base comme le lui impose sa mission de service universel. La péréquation tarifaire pour l'électricité de base devrait donc être garantie par le monopole.

Le maintien d'un niveau minimum pour les capacités de réserves serait une obligation dont le contrôle incomberait à l'autorité de régulation.	<ul style="list-style-type: none"> Obligation faite aux producteurs de maintenir un niveau minimum de capacités de réserve : 10% pour les équipements de base et 25% pour les équipements de pointe (par exemple).
Les Prix : niveau et volatilité.	<ul style="list-style-type: none"> La volatilité des prix devrait être réduite grâce aux contrats long terme sur les marchés de pointe et les contrats de type « take or pay » pour l'électricité provenant des équipements de base détenus par le monopole. Le niveau général des prix devrait rester stable du fait du nouveau mode de facturation. La baisse de la facture pour l'électricité provenant des équipements de base devrait compenser la hausse de la facture de l'électricité provenant des équipements de pointe.
La maîtrise de la demande énergétique	<ul style="list-style-type: none"> Elle serait facilitée grâce au mécanisme des prix sur le marché de l'électricité de pointe. Cela permettrait une plus grande lisibilité de l'état de l'offre et de la demande. Les firmes chargées de la commercialisation de l'électricité auraient pour fonction de proposer une offre énergétique adaptée au type de consommation de leur clientèle.
Développement des interconnexions entre réseaux nationaux	<ul style="list-style-type: none"> Les interconnexions seraient favorisées par la possibilité donnée aux firmes électriques de pénétrer les marchés de pointe partout où elles ne bénéficient pas d'un statut de monopole pour la fourniture d'électricité de base. En effet, les monopoles nationaux seraient incités à pénétrer les marchés de pointe des pays limitrophes afin de renforcer le potentiel d'importation et bénéficier d'une plus grande flexibilité dans la gestion de l'offre et de la demande.
Constitution de champions européens énergétiques.	<ul style="list-style-type: none"> Le processus de fusion et acquisition que nous avons décrit au chapitre II devrait permettre la constitution de champions énergétiques européens qui seraient compétitifs au niveau mondial. La constitution de ces grands groupes énergétiques est de nature à favoriser la sécurité des approvisionnements et la sécurité énergétique européenne.
Aspects sociaux : tarif social de l'électricité.	<ul style="list-style-type: none"> Pour les populations les plus précaires, les foyers en difficulté financière, ne pouvant honorer leur facture électrique, un tarif social (similaire à celui existant actuellement en France) pourrait leur être appliqué ou alors la gratuité jusqu'à un certain niveau minimum de consommation. Cette seconde option inciterait plus le consommateur à une maîtrise de sa demande énergétique. Ce programme social serait financé grâce à une contribution prélevée sur le prix des abonnements. Les abonnés ayant les moyens de payer leur consommation électrique paieraient donc pour ceux qui n'en ont pas les moyens.
Stabilité du système électrique	<ul style="list-style-type: none"> Celle-ci est garantie par le monopole chargé de la Gestion du Réseau de Transport (GRT). Il centralise en effet les informations relatives à l'offre et à la demande. Par ailleurs, grâce à ses équipements d'extrême-pointe il dispose de moyens d'action lui permettant de rééquilibrer l'offre et la demande.
Exercice d'un pouvoir de marché	<ul style="list-style-type: none"> Ce modèle d'organisation industrielle rend très difficile l'exercice d'un pouvoir de marché. En effet,
<i>Toutes les taxes doivent évidemment affecter de manière équitable l'ensemble des firmes électriques afin de ne pas fausser le jeu de la concurrence.</i>	

Ce modèle d'organisation industrielle devrait donc permettre de mieux prendre en considération les différents aspects relatifs à la sécurité énergétique des pays européens, c'est-à-dire l'investissement, la maîtrise des coûts de l'énergie et la maîtrise de la demande. Par ailleurs, il est relativement facile de l'appliquer dans les différents pays européens car il s'accommode bien des différences institutionnelles entre les différents marchés européens. Ceux-ci peuvent préserver leurs spécificités dans les secteurs de la production de base, du transport et de la distribution tout en permettant une homogénéisation au niveau européen dans les secteurs de la production de pointe et de la commercialisation.

3.3.2. L'industrie gazière : La constitution d'un monopole d'importation et d'un Gestionnaire des Réseaux de Transport européen unique.

Nous finirons ce dernier chapitre par quelques propositions concernant l'industrie gazière européenne qui devraient contribuer à la réalisation des principaux objectifs de la libéralisation des industries énergétiques. Au début du processus de libéralisation, la constitution d'un marché unique librement concurrentiel était la première des priorités de la Commission Européenne. L'ouverture des marchés à la concurrence devait naturellement améliorer l'efficacité de l'industrie gazière en rendant les firmes gazières plus compétitives. Grâce aux prix du marché reflétant l'équilibre entre l'offre et la demande, la libéralisation de l'industrie devait également permettre une meilleure maîtrise de la demande. Dans le contexte énergétique des années 90, la question de la sécurité des approvisionnements énergétiques européenne n'était alors considérée que de manière superficielle. L'efficacité du marché permettrait également de résoudre cette question. Mais au fur et à mesure que sont apparus les premières tensions sur les marchés internationaux de l'énergie, la sécurité des approvisionnements en gaz naturel est également devenue une priorité de première importance pour la Commission Européenne. L'une des clefs de la sécurité des approvisionnements est l'investissement dans les secteurs de la production et des transports. Or une part croissante de ces secteurs échappe au contrôle des pays européens. De ce fait, la poursuite de ces deux objectifs prioritaires peut s'avérer parfois contradictoire. En effet, le renforcement de la compétitivité des firmes énergétiques requiert la mise en œuvre d'un marché unique de nature à favoriser la concurrence, alors que la sécurité des

approvisionnement passe par le maintien des contrats d'importation long terme. Ceux-ci garantissent aux pays exportateurs une certaine stabilité des revenus leur permettant d'investir dans le développement de leurs capacités de production et de transport. Considérant ces contrats long terme comme étant anti-concurrentiels, la Commission Européenne souhaite leur suppression. La dissociation totale des Gestionnaires des Réseaux de Transport (GRT) constitue une autre contradiction de la politique de libéralisation souhaitée par la Commission Européenne. Cette séparation patrimoniale entre les GRT et leurs sociétés mères est destinée à supprimer les restrictions verticales pratiquées par les opérateurs historiques, affaiblir leur pouvoir de marché et rendre ainsi le marché plus compétitif. Cependant, cela reviendrait à déposséder les opérateurs historiques important la totalité de leurs fournitures (tels que GDF) de l'essentiel de leurs actifs. Finon et Locatelli (2006) font remarquer que "L'affaiblissement des acheteurs gaziers au nom des principes de concurrence de court terme aurait pour effet la diminution de leur capacités financières à traiter de grandes opérations d'importation, et celle de leur pouvoir de négociation". Cet affaiblissement n'en serait que plus important si la proposition de désinvestir les grands opérateurs gaziers européens de leurs contrats d'importation de gaz russe au profit d'un « négociateur unique » se concrétisait. A travers sa politique de libéralisation de l'industrie gazière, la Commission Européenne semble donc poursuivre des objectifs contradictoires.

Selon la Commission Européenne (Communication du 10 janvier 2007), il existe encore de nombreuses entraves à la libre concurrence dans l'industrie gazière européenne. Ces entraves sont autant d'obstacles à la mise en place d'un marché unique de l'énergie en Europe. Dans le « rapport énergie » du CAE, Chevalier J-M. et Percebois J. (2007) identifient quatre principales sources d'imperfections de marché. La première d'entre elles est la concentration des marchés nationaux. Les opérateurs historiques contrôlent encore une part trop importante de la production et des importations dans la majorité des pays européens. Par ailleurs, ils ne vendent qu'une faible part de leur gaz sur les marchés spot. L'instauration du « gas release » ayant eu un effet limité, la Commission Européenne souhaite renforcer l'obligation faite aux opérateurs historique de remettre à la disposition du marché une partie du gaz importé à travers les contrats long terme. La deuxième source d'imperfections de marché correspond aux restrictions verticales résultant du contrôle exercé par les opérateurs historiques sur les réseaux de transport et de distribution. Bien que la dissociation juridique des Gestionnaires des Réseaux de Transport (GRT) ait amélioré l'accès des tiers au réseau (ATR), la Commission Européenne craint que les réseaux soient considérés comme des actifs

stratégiques au service de l'intérêt commercial de la firme verticalement intégrée au lieu de servir l'intérêt général des clients des réseaux. En effet, l'accès non discriminatoire à l'information et la confidentialité des informations concernant les concurrents ne sont pas garantis. Les opérateurs propriétaires des réseaux peuvent également gêner l'entrée de concurrents, notamment à travers des surréservations de capacité. Et enfin, ces opérateurs historiques verticalement intégrés sont peu disposés à investir dans l'augmentation des capacités d'importation de gaz. La troisième source d'imperfections de marché concerne les prix. Ceux-ci sont liés dans les contrats long terme à des indices de prix de produits pétroliers. Ils réagissent par conséquent plus aux évolutions des marchés pétroliers qu'aux fluctuations de l'offre et de la demande de gaz naturel. Les prix réglementés sur les marchés de détail ne reflètent généralement pas l'évolution des prix de gros qui sont indexés sur le prix du pétrole. Les prix réglementés prennent donc insuffisamment en compte le coût d'importation. Ils envoient par conséquent un mauvais signal aux opérateurs, aux consommateurs et aux investisseurs. Pour que les prix du gaz naturel s'affranchissent au moins en partie du prix du pétrole, il est nécessaire d'assurer la liquidité sur des marchés spot et des plateformes de négoce du gaz. A cet effet, Bruxelles prône la réduction de la durée des contrats long terme et un nouveau système d'indexation plus adapté aux conditions du marché de l'énergie comme c'est le cas au Royaume-Uni. Et enfin, la quatrième source d'imperfection de marché provient du fait que les interconnexions entre les pays Européens sont insuffisantes et que les points d'entrée du gaz sont trop peu nombreux en Europe. Ce manque d'interconnexion entre les réseaux nationaux constitue un frein à la concurrence. Afin de répondre à ce problème, la Commission Européenne propose de mieux coordonner les investissements de transport à travers les pays européens en accélérant les procédures d'autorisation, en harmonisant les procédures entre les états et en facilitant le transit entre les pays. Elle souhaiterait à terme pouvoir imposer un unique « gestionnaire européen » des gazoducs de transports dans l'UE. Comme nous le verrons plus loin, ce Gestionnaire des Réseaux de Transport (GRT) européen unique pourrait prendre la forme d'un I.S.O (Independent System Operator). Les opérateurs historiques conserveraient la propriété de leurs réseaux de transport, mais en perdraient la gestion.

Nous clôturerons cette thèse de doctorat par quelques propositions pour l'industrie gazière européenne. Notre principale préoccupation est de concilier au mieux la sécurité énergétique des pays européens et le respect de la libre concurrence sur ces marchés nouvellement libéralisés. Les propositions que nous développerons sont la création d'un monopole

d'importation pour le gaz naturel, la création d'un marché des contrats long terme et la mise en place d'un Gestionnaires des Réseaux de Transport européen unique et indépendant des opérateurs propriétaires des réseaux. La mise en place d'un monopole européen d'importation du gaz naturel permettrait de renforcer le pouvoir de négociation de l'Europe vis-à-vis de ses fournisseurs non européens. Les contrats long terme dont nous avons vu l'intérêt en termes d'investissement pourraient être préservés. Cela permettrait aux pays exportateurs de sécuriser leurs revenus et d'investir de manière plus importante dans l'exploration, la production et le transport du gaz naturel. Le monopole d'importation aurait la charge de mettre à disposition du marché intérieur le gaz naturel importé. A cet effet, deux types de marché seraient créés : un marché spot et un marché de contrats long terme. Le premier marché permettrait d'organiser les échanges à court terme et de prémunir contre certains types de risques du marché. Le second type de marché permettrait d'offrir aux firmes européennes un accès équitable aux contrats long terme. Ces contrats long terme seraient standardisés selon la qualité du gaz naturel, la provenance, la quantité et la durée du contrat. Afin de permettre une plus grande liquidité sur ce marché, les quantités standard des contrats longs termes proposés par le monopole d'importation devraient être relativement modestes. Les firmes gazières européennes pourraient donc se débarrasser, en partie ou en totalité, de leurs contrats long terme en les revendant sur ce marché. Un nombre croissant de firmes gazières pourrait bénéficier de ce type de contrats d'approvisionnement favorisant ainsi les entrées et la libre concurrence dans l'industrie du gaz. Etant échangés au sein d'un marché concurrentiel, les contrats long terme ne seraient donc plus une source d'imperfection de marché faussant le jeu de la libre concurrence. L'organisation et la gestion de ce marché des contrats long terme pourraient être assurées par le monopole d'importation lui-même. Cela permettra de mieux surveiller et mieux contrôler ce nouveau marché. Les bénéfices dégagés par le monopole d'importation pourraient être consacrés au développement des interconnexions rendant ainsi l'industrie gazière plus concurrentielle. Le développement des interconnexions et la multiplication des points d'entrée du gaz naturel en Europe devrait également favoriser le développement des marchés spot. Ayant la maîtrise des importations, le monopole pourra décider d'une juste répartition de ses approvisionnement entre les marchés spot et le marché des contrats long terme. Les clauses de destination ayant déjà été supprimées, la mise en place de ce monopole d'importation ne devrait pas poser de problème du point de vue des contrats long terme contractés avec les pays non européens. La restauration des contrats long terme avec les compagnies nationales des pays exportateurs permet à l'Europe de mieux négocier les questions de sécurité énergétique avec ces pays. Au lieu que la contre-partie à l'ouverture

du marché européen soit l'abandon des contrat long terme, l'Europe pourra plus insister sur l'ouverture de l'amont dans les pays exportateurs. Ainsi, L'Europe pourrait n'ouvrir son marché qu'aux seules compagnies nationales dont le pays aura ouvert l'amont aux firmes énergétiques européennes. Le monopole d'importation garantissant un accès équitable au gaz naturel d'importation, les échanges d'actifs entre les compagnies nationales des pays exportateurs et les compagnies européennes seraient également permis. Et enfin, la troisième de nos propositions est de créer un gestionnaire européen unique des réseaux de transport. Afin de ne pas affaiblir les firmes gazières européennes, ce Gestionnaires des Réseaux de Transport (GRT) européen devrait prendre la forme d'un "*Independent System Operator*" (ISO), c'est-à-dire que les actifs des réseaux de transport devraient rester entre les mains des opérateurs historiques. Cette proposition figure dans le rapport de Chevalier et Percebois (2007). Elle permettrait d'éliminer les restrictions verticales exercées par les opérateurs historiques et de renforcer l'Accès des Tiers aux Réseaux (ATR). Grâce à la centralisation des informations relatives aux réseaux de transport, le nouveau GRT européen pourrait plus efficacement renforcer les interconnexions entre les réseaux nationaux afin que le réseau européen se développe de manière homogène. Les secteurs de la production et de la commercialisation seraient quant eux ouvert à la concurrence. L'industrie gazière pourrait alors converger librement vers la partie libéralisation de l'industrie électrique. Les firmes énergétiques pourraient alors proposer une offre énergétique diversifiée qui contribuerait à améliorer l'efficacité énergétique des firmes et donc à terme à réduire l'intensité énergétique des économies européennes. Afin d'encadrer cette nouvelle organisation industrielle, la mise en place d'une autorité de régulation forte au niveau européen nous semble nécessaire. Pour négocier au mieux les questions de sécurité énergétique, cette autorité de régulation devrait avoir des liens très étroits avec le monopole d'importation et le gestionnaire européen des réseaux de transport.

Tableau 3.11 : Récapitulatif des propositions pour l'industrie gazière européenne.

Propositions	Avantages
Instauration d'un acheteur unique.	<ul style="list-style-type: none"> • Renforcer le pouvoir de négociation de l'Europe vis-à-vis de ses fournisseurs non européens. • Dégager des ressources pour le financement des interconnexions. • Développer les marchés spot en y dirigeant une plus grande part des importations. • Suppression de fait de la clause de destination.
Préservation des contrats long terme.	<ul style="list-style-type: none"> • Sécuriser des revenus des pays exportateurs leur permettant d'investir plus fortement dans l'exploration, la production et le transport. • Revenir sur le compromis tacite : l'ouverture du marché européen contre l'abandon des contrats long terme. Parvenir à un nouveau compromis dont la logique serait d'ouvrir le marché européen aux seules compagnies nationales dont le pays aura ouvert l'amont aux compagnies européennes.
Création d'un marché des contrats LT.	<ul style="list-style-type: none"> • Les contrats LT ne seraient plus source d'imperfection de marché. • Renforce la concurrence et favorise les entrées en mettant ces contrats LT à disposition de l'ensemble des firmes. • Permet aux firmes énergétiques qui le souhaitent de se libérer en partie ou en totalité de ces contrats LT.
Mise en place d'un GRT européen unique sous la forme d'un ISO.	<ul style="list-style-type: none"> • Permet, grâce à la centralisation de l'information et une meilleure planification des investissements, de développer de manière optimale le réseau et particulièrement les interconnexions. • Garanti l'Accès des Tiers au Réseau (ATR).

Conclusion.

Une décennie après les premières directives européennes, la libéralisation des industries électriques et gazières en Europe suscite toujours autant d'interrogations et d'inquiétudes. Initialement, la libéralisation de ces industries devait, par le biais de la concurrence, faire baisser les prix et rendre les firmes plus compétitives. Mais la réalité a été bien différente. Les prix de l'électricité et du gaz n'ont pas connu les baisses significatives que l'on attendait, bien au contraire. Ils sont par ailleurs devenus très volatils. Cette volatilité excessive a rendu plus délicates les décisions d'investissement et a découragé les gros investissements en particulier. En effet, en milieu concurrentiel, les décisions d'investissement sont prises en fonction du prix anticipé et du coût de production, moyennant un risque plus important et donc un taux d'actualisation plus important que celui du monopole dont les décisions d'investissement sont basées sur le niveau anticipé de la demande selon un taux d'actualisation relativement faible de 5% à 8%. La libéralisation n'a donc pas tenu ses promesses en termes d'investissements. Dans le cas de l'industrie électrique, cette question des investissements est assez complexe et particulièrement sensible car d'elle dépend la stabilité du système électrique dans son ensemble. Les monopoles publics étaient quant à eux très efficaces en termes de planification des investissements mais se sont révélés assez peu efficaces en termes de maîtrise de la demande énergétique. Etant assurés de la rentabilité de leurs investissements, ils avaient, en effet, tendance à surinvestir. Le marché librement concurrentiel est donc plus propice à la maîtrise de la demande, alors que le monopole public est plus propice à l'investissement.

Les monopoles publics traditionnels ont émergé dans un contexte économique et énergétique bien différent de celui de la libéralisation des industries électriques et gazières à la fin des années 90. Dans l'Europe de l'après guerre, la reconstruction a ouvert une longue période de croissance économique bénéficiant d'une énergie abondante à faible coût. Durant les années 90, bien que l'énergie restait relativement bon marché, des inquiétudes ont commencé à se faire entendre avec le déclin de la production pétrolière en mer du nord. Depuis, le contexte économique et énergétique a également considérablement changé. On est passé d'une période où la croissance économique mondiale était forte et les prix de l'énergie bas, à une période où la croissance économique est faible et les prix de l'énergie élevés. Par le passé, l'investissement était le principal enjeu pour des industries électriques et gazières. La forte

croissance de l'économie mondiale ne devait surtout pas être bridée par une offre insuffisante causée par un manque d'investissement. Du fait du coût de l'énergie, la maîtrise de la demande était d'une importance secondaire. Dans le nouveau contexte économique et énergétique, bien que l'investissement reste un enjeu de première importance, c'est la maîtrise de la demande qui est devenu le principal enjeu de ces industries énergétiques. En effet, durant cette dernière décennie les prix de l'énergie ont connu une forte envolée. Par ailleurs, les fortes incertitudes pesant sur la croissance économique des décennies à venir rendent particulièrement difficile les prévisions en termes d'investissements. Les crises économiques détruisant la demande, les besoins d'investissements pourraient s'avérer moins importants que prévu. Dans ce nouveau contexte économique et énergétique, les principaux enjeux de la libéralisation de ces industries énergétiques sont de renforcer la sécurité des approvisionnements, d'assurer un développement prudent des capacités de production et des infrastructures afin d'éviter tout surinvestissement, et d'améliorer la maîtrise de la demande énergétique en promouvant notamment l'innovation technologique. Notre problématique a donc été de savoir quel modèle d'organisation industrielle est le plus approprié pour répondre à ces nouveaux enjeux. Nous avons étudié cette question à travers deux aspects importants des stratégies des firmes : la croissance externe ou plus communément les fusions & acquisitions (chapitre II) et la croissance interne ou plus communément les investissements (chapitre III). A travers les stratégies de fusion et acquisition des firmes électriques européennes, nous avons pu mieux comprendre le processus de restructuration des marchés énergétiques européens et mettre en évidence ses conséquences en termes de sécurité des approvisionnements. La constitution de grands groupes régionaux énergétiques européens est sans aucun doute une bonne nouvelle pour la sécurité énergétique de l'Europe. Mais elle se heurte des inquiétudes légitimes vis-à-vis du respect de la libre concurrence. Les autorités de régulation devraient donc veiller à la mise en concurrence entre les différents membres du futur oligopole européen en favorisant notamment les investissements dans les interconnexions. Nous avons également étudié dans le troisième chapitre la question de l'investissement. Après avoir rappelé la différence vis-à-vis de l'investissement entre le monopole public et les firmes opérant au sein d'un marché concurrentiel, nous avons traité le cas particulier de l'investissement dans l'industrie électrique. Nous avons montré qu'il existe de profondes différences entre les investissements de base et les investissements de pointe. Les premiers sont mieux pris en charge par le monopole public, alors que les seconds sont mieux pris en charge par un marché librement concurrentiel.

Après avoir étudié la libéralisation des industries électriques et gazières à travers leurs stratégies de fusion et acquisition et d'investissement, nous avons formulé nos propres propositions. Nous préconisons pour ces deux industries une dérégulation partielle. En nous basant sur le principe de l'économie publique institutionnelle, selon lequel la régulation se justifie lorsque que ses coûts de transaction sont inférieurs à ceux du marché ; nous avons imaginé un système institutionnel d'organisation industrielle mixte. Pour l'industrie électrique, Nous avons préconisé de maintenir la production de base entre les mains d'un monopole public nationale alors que la production de pointe serait libéralisée au niveau européen. Afin de développer les infrastructures d'interconnexion, les firmes seraient autorisées à pénétrer les marchés de pointe dans tous les pays où elles ne détiendraient pas de monopole sur marché de l'électricité de base. Ce système permettrait aux consommateurs un prix proche du coût marginal de long terme et aux différents types de producteurs de financer de manière indépendante leurs investissements en facturant selon leurs propres coûts marginaux en développement. Dans ce système, le rôle des autorités nationales et européennes de régulation est très important. Il devrait donc être renforcé afin de permettre un meilleur contrôle de la libre concurrence. La coordination entre les différents gestionnaires des réseaux de transport et de distribution devrait également être renforcé afin d'assurer un réseau homogène des réseaux nationaux et d'améliorer leur gestion. Au fur et à mesure que les interconnexions transfrontalières se développent et que le futur marché européen prend forme, la création d'un gestionnaire européen des réseaux de transport deviendrait de plus en plus souhaitable. En ce qui concerne l'industrie du gaz, nous avons préconisé l'instauration d'un monopole européen pour l'importation et pour la gestion du réseau de transport. Le reste de l'industrie pourrait être libéralisée et ainsi converger librement vers l'industrie électrique. Afin de négocier au mieux les questions de sécurité énergétique et de veiller au respect de la concurrence sur le marché européen, une autorité européenne de régulation forte ayant des liens très étroits avec les monopoles d'importation, de transport et de distribution devrait être mise en place. Le recours à la fois aux institutions du monopole public et aux institutions du marché devrait permettre d'assurer un équilibre raisonnable entre la nécessité d'investissements continue, pour maintenir la stabilité du marché et avoir un approvisionnement à un coût unitaire moindre, et celle d'une maîtrise de la demande pour une meilleure allocation des ressources énergétiques.

La libéralisation actuelle des industries électriques et gazières devrait permettre une meilleure maîtrise de la demande énergétique. Il s'agit d'un enjeu majeur pour la sécurité énergétique

des prochaines décennies. L'ouverture des marchés a permis un mouvement de concentration des firmes électriques et gazières devant aboutir à la formation d'un oligopole européen. Ce phénomène de concentration devrait renforcer la sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe. Cependant, la logique de marché a augmenté les risques pour les investisseurs. Afin d'assurer les investissements nécessaires, certains monopoles publics devrait être préservés. Par ailleurs, le rôle et les pouvoirs des autorités de régulation nationales et européennes devraient être renforcés.

Bibliographie:

Adelman M.A. “The Economics of Petroleum Supply - Papers by M. A. Adelman, 1962-1993”, *The MIT Press* (1993).

AIE. “Electricity Statistics”, *AIE/OCDE* (2004).

AIE. “Natural gas market review – Towards a global market”, *AIE/OCDE* (2006).

Alchian A. et Demsetz H. “Production, Information Costs, and Economic Organization”, *The American Economic Review* (1972).

Allen RGD. “Mathematical Analysis for Economists”, *MacMillan & Co.: London* (1938).

Allison G.T. “The essence of decision: Explaining the Cuban missile crisis”, *Little, Brown, Boston* (1971).

Alvarado F.L, and Rajaraman R. "Understanding Price Volatility in Electricity Markets", *Proceeding of the 33rd Hawaii conference on System Sciences* (2000).

Andrade G., Mitchell M. et Stafford E. “New Evidence and Perspectives on Mergers”, *Journal of Economic Perspectives* (2001).

Angelier J.-P. “Géopolitique du gaz : les défis et les chances”, *Politique internationale*, (2006).

Angelier J-P. “Electricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée. Une perspective historique”, *Working paper* (2005).

Angwin D. “Mergers and Acquisitions across European Borders: National Perspectives on pre-acquisition Due Diligence and the Use of Professional Advisers”, *Journal of World Business* (2001).

Apostolakis B.E. "Energy-Capital Substitutability/Complementarity", *Energy Economics* (1990)

Arrow K.J. "The Organization of Economic Activity: Issue pertinent to the choice of market versus nonmarket allocations", *Analysis and Evaluation of Public Expenditures* (1969)

Atkeson A. et Kehoe P.J. "Models of Energy Use: Putty-Putty Versus Putty-Clay", *The American Economic Review* (1999).

Averch H. et Johnson L.L. "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint", *The American Economic Review* (1962).

Backer J., Dunn W. et Shean M.K. "Practical Considérations in restructuring of electricity supply industries", in *M. Einhorn – From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets – Kluwers*, pp. 151-174 (1994).

Bain J. "Barriers to new competition", *Havard University Press, Cambridge Mass* (1956).

Barz G., and Johnson B. "Modelling the Prices of Commodities that are Costly to Store: The Case of Electricity", *Proceeding of the Chicago Risk Management Conference* (1998).

Baumol W.J. "Business Behavior, Value and Growth", *New York: Macmillan* (1959)

Baumol W.J., Panzar J.C. et Willig R.D. "Contestable Markets and the Theory of Industry Structure", *Harcourt Brace, Jovanovich, N.Y.* (1982).

Becker G. "A theory of competition among pressure groups for political influence", *Quaterly Journal of Economics* (1983).

Berndt E.R. et Wood D.O. "Engineering and Econometric Interpretations of Energy-Capital Complementarity", *The American Economic Review* (1979).

Berndt E.R. et Wood D.O. "Technology, Prices and the Derived Demand for Energy," *The Review of Economics and Statistics* (1975).

Biales C. “Marchés et Règles – Le marché est-il devenu la règle”, *Conférence donnée à la faculté d'économie, droit et gestion d'Orléans* (21 janvier 1999).

Black B. “Bidder overpayment in takeovers”, *Stanford Law Review* (1989).

Blackorby C. et Russell R.R. “Will the Real Elasticity of Substitution Please Stand Up?”, *The American Economic Review* (1989).

Borenstein S. “The Trouble with Electricity Markets: Understanding California’s Restructuring Disaster”, *Journal of Economic Perspectives* (2002).

BP. “BP Statistic Review”, (2006).

Brennan M.J, and Schwartz E.S "Evaluating Natural Resource Investments", *The Journal of business* (1985).

Brennan M.J, and Schwartz E.S. "Consistent Regulatory Policy under Uncertainty", *Bell Journal of Economics* (1982).

Brennan M.J, and Schwartz E.S. "Regulation and Corporate Investment Policy", *The Journal of finance* (1982).

Brouthers K.D., Van Hastenburg P. and Van den Ven J. “If most mergers fail why are they so popular?”, *Long Range Planning* (1998).

Campbell C.J. “The Coming Crisis”, *SunWorld* (1995).

Carlton W.D. “Mergers in regulated industries: Electricity”, *Economic Analysis Group Discussion Paper* (2007).

Chabrelie M-F “Le GNL : une commodité en devenir”, *Panorama 2006 – IFP* (2006).

Chatterjee S. "Types of synergy and economic value: the impact of acquisition on merging and rival firms", *Strategic Management Journal* (1986).

Chevalier J-M. et Percebois J. "Gaz et Electricité, un défi pour l'Europe", *Rapport énergie – CAE* (2007).

Chiarella C., and Ziogas A. "Pricing American Options Under Stochastic Volatility", *Working Paper* (2005).

Coase R. "The Nature of the Firm", *Economica* (1937).

Coase R. "The Problem of Social Cost", *Journal of Law and Economics* (1960).

Codognot M.K., Glachant J.M., Hiroux C., Mollard M., Lévêque F. and Plagnet M.A. "Mergers and Acquisitions in the European Electricity Sector – Cases and Patterns", *CERNA* (July 2003).

Coutinet N. et Sagot-Duvaurox D. "Economie des fusions et acquisition", *Collection Repères, Ladécouverte* (2003).

Cramton P. et Stoft S. "The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity. With Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem." *Manuscript*, (2006).

Creane A. et Davidson C. "Multidivisional firms, internal competition and the merger paradox", *Canadian Journal of Economics* (2004).

Crew M.A. et Kleindorfer P.R. "The Economics of Public Utility Regulation", *The MIT Press, Cambridge* (1986).

Cyert R.M. et March J.G. "A Behavioral Theory of the Firm", *Englewood Cliffs, NJ* (1963).

Daughety, A.F. "Beneficial Concentration", *American Economic Review* (1990).

Davidson C. et Mukherjee A. "Horizontal mergers with free entry", *International Journal of Industrial Organization* (2007).

Deneckere R.J. et Davidson C. "Incentives to form coalitions with Bertrand competition", *Rand Journal of Economics* (1985).

Deng S. "Stochastic Models of Energy Commodity Prices and their Applications: Mean-Reversion with Jumps and Spikes." *Working Paper* (2000).

Dennis D.K. et McConnell J. "Corporate mergers and security returns", *Journal of Financial Economics* (1986).

Derhy A. "A quelles logiques obéissent les vagues de fusions et acquisitions", *Revue Française de Gestion* (1999).

DeSorcy G.J. et al "Definitions and guidelines for classification of oil and gas reserves", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, May vol 32 n-5 *Canadian Standing Committee on reserves definitions* (1993).

Diaz A., Puch L.A. et Guillo M.D. "Costly Capital Reallocation and Energy Use", *Review of Economic Dynamics* (2004).

Dixit A. et Pindyck R. "Investment under Uncertainty", *Princeton University Press* (1994).

Doms M. et Dunne T. "Capital Adjustment patterns in Manufacturing Plants", *Center for Economic Studies Discussion Paper H94-11. US Bureau of the Census* (1995).

Dosi G., Teece D.J. et Winter S.G. "Les frontières des entreprises", *Revue d'Economie Industrielle* (1990).

Duhaime I.M. et Schwenk C.R. "Conjectures on cognitive simplification in acquisition and divestment decision-making", *Academy of Management Review* (1985).

EIA. "Annual Energy Outlook", (2004).

El Mundo – Quotidien d'information espagnol “La argelina Sonatrach negocia con el Santander la compra del 30% de Cepsa”, Edition du 5 septembre 2007.

El Watan - Quotidien Algérien “ Gazprom sécurise la France”, *El-Watan Supplément économie* – Edition du 20 Décembre 2006.

El Watan - Quotidien Algérien “Gazprom se tourne vers ses clients de l’Est”, Edition du 29 Novembre 2006.

Escribano A. et al. "Modelling Electricity Prices: International Evidences." *University Carlos III de Madrid working paper* (2002).

Eurogas “Statistics”, *Eurogas* (2004).

Farrell J. et Shapiro C. “Horizontal merger: An equilibrium analysis”, *The American Economic Review* (1990).

Field B. and Grebenstein C. “Capital-Energy Substitution in U.S. Manufacturing”, *Review of Economics and Statistics* (1980).

Finon D. “L’intégration des marchés électriques européens : de la juxtaposition de marchés nationaux à l’établissement d’un marché régional”, *Economies et Sociétés – Série Economie de l’Energie* (2001).

Finon D. et Meunier G. “Market Power in Electricity Markets, Suboptimal Investment and ISO Procurement.” *GRJM Working Paper 2006-12* (2006).

Fluck Z. et Lynch A. “Why Firms Merge and then Divest: A Theory of Financial Synergy”, *Journal of Business* (1999).

Ford A. “Waiting for the boom”, *Energy Policy* (2001).

Friedman A. et Gibson R. "Philip Morris Co. is bidding \$90 a share for Kraft Inc. in \$11 billion tender offer", *Wall Street Journal* (18th October 1988).

Gaddis P.O. "Taken over, turned out", *Harvard Business Review* (1987)

Gagnon P. "Le déclin de l'économie pétrolière", *Rapport d'étude de Maîtrise – Université du Québec* (2006).

Galbraith J.K. "The New Industrial State", *2nd edition – Harmondsworth, Penguin* (1972 – originally published 1967).

Gatheral J., and Lynch M. "Lecture 1: Stochastic Volatility and Local Volatility." *Course note, Fall* (2003).

Gazprom "Rapport d'activité". *Gazprom – Moscou* (2006).

Glachant J.-M. "Quatre designs de réforme électrique: Grande-Bretagne, Californie, Scandinavie et Allemagne", *Économies et Sociétés* (2003).

Glachant J.M. et Finon D. "Why do the European Union's electricity industry continue to differ? A new institutional analysis ", *In : C. Menard, dir. - Institution, contracts and organizations : perspectives from new institutional economics.- Londres : Edward Elgar* (2000).

Glais M. "Economie industrielle", *LITEC, Paris* (1992).

Gort M. "an economic disturbance theory of mergers", *Quarterly Journal of Economics* (1969).

Goto M., and Karolyi G.A. "Understanding Electricity Price Volatility Within and Across Markets." *Working Paper* (2003).

Graham C. et Prosser T. "Privatizing Public Enterprises", *Oxford: Clarendon Press* (1991).

Green R. "Increasing competition in the British electricity spot market", *Journal of Industrial Economics*, (1996).

Greenwald B. et Stiglitz J.E. "Externalities in economics with imperfect competition and incomplete markets", *Quarterly Journal of Economics* (1986).

Griffin J. M. et Gregory P.R. "An Intercountry Translog Model of Energy Substitution Responses", *The American Economic Review* (1976).

Grossman S.J. et Stiglitz J.E. "On the impossibility of informationally efficient markets", *American Economic Journal* (1980).

GUSEO R., DALLA VALLE A. et GUIDOLIN M. "World Oil Depletion Models: Price Effects Compared with Strategic or Technological Interventions", *Technological Forecasting and Social Change* (2007).

Heston S.L. "A closed-Form Solution for Option with Stochastic Volatility with Application to Bond and Currency Options." *The Review of Financial Studies* (1993).

Hirsch R. L. "Peaking of World Oil Production: Impacts, Migration and Risk Management", *SAIC* (2005).

Hudson E.A. et Jorgenson D.W. "The US energy policy and economic growth, 1975-2000", *Bell Journal of Economics and Management Science*, (1974).

IEA-OCDE "Electricity Information 2003", *IEA Statistics* (2003).

IEA-OCDE "Electricity Information 2005", *IEA Statistics* (2005).

Jaffe A.B. et Stavins R.N. "Dynamic Incentives of Environmental Regulations: The Effects of Alternative Policy Instruments on Technology Diffusion", *Journal of Environmental Economics and Management* (1995).

Jensen M.C. "Agency costs of free cash flows, corporate and takeovers", *The American Economic Review* (1986).

Jensen M.C. "Takeover: Folklore and science", *Harvard Business Review* (1984).

Jensen M.C. et Meckling "Theory of the firm: Management behaviour, Agency cost and ownership structure", *Journal of Financial Economic* (1976).

Joskow P. et Schmalensee R. "Market for Power", *Cambridge, MIT press* (1983).

Joskow P.L. "Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity", *MIT CEEPR Working Paper 06-009* (2006).

Joskow P.L. et Tirole J. "Reliability and Competitive Electricity Markets", *RAND Journal of Economics* (2006).

Jovanovic B. et Rousseau P. "The q-theory of mergers", *The American Economic Review, Papers and Proceedings* (2002).

Kaminski V. "The Challenge of Pricing and Risk Managing Electricity Derivatives", *The US Power Market* (1997).

Kellerhals P. "Pricing Electricity Forwards Under Stochastic Volatility", *University of Tübingen working paper* (2001).

Keynes J.M. "Théorie Générale de l'Emploi, de l'Intérêt et de la Monnaie", *Payot* (1936).

Khan E. "Regional Transmission Group: How should they be structured and what would they do?" in M. Einhorn – *From Regulation to Competition: New Frontiers in Electricity Markets* – Kluwers, pp. 237-256 (1994).

Kitching J. "Why do mergers miscarry?", *Harvard Business Review* (1967).

- Knittel C., and Roberts M. "An Empirical Examination of Deregulated Electricity Prices", *University of California Energy Institute working Paper* (2001).
- Koppelear R. "World Oil Production & Peaking Outlook", *Peak Oil Netherlands Foundation* (2005).
- Kousnetzoff N. "Croissance économique mondiale : un scénario de référence à l'horizon 2030", *CEPII* (2001).
- Krattenmaker T.G. et Salop S.C "Competition and Cooperation in the Market for Exclusionary Rights", *The American Economic Review* (1986).
- Kreps D. M. "A Course in Microeconomics Theory", *Harvester Wheatsheaf* (1990).
- Laffont J-J. et Tirole J. "A Theory of Incentives in Procurement and Regulation", *The MIT press* (1993).
- Laffont J-J. et Tirole J. "The dynamics of incentive contracts" *Econometrica* (1988).
- Laffont, J.J. and Tirole, J. "Access pricing and competition", *European Economic Review* (1994).
- Laherrere J. "Estimation des réserves et réduction de l'incertitude", Conférence AFTP du 13 Mars 1999.
- Lantner R. "Théorie de la Dominance Economique", *Dunod* (1974).
- Lantner R. and Carluier F. "Spatial dominance: a new approach to the estimation of interconnectedness in regional input-output tables", *The Annals of Regional Science* (2004).
- Lantner, R. "Influence Graph Theory Applied to Structural Analysis", in *Lahr M. & Dietzenbacher E. (eds.): Input-Output Analysis: Frontiers and Extensions, Palgrave Macmillan*, (2001).

Lecarpentier A. « La stratégie des acteurs du marché gazier européen », *Panorama 2006, IFP* (2006).

Leontief W. "Quantitative Input and Output Relations in the Economic System of the United States", *Review of Economics and Statistics*, (1936).

Les Echos Etudes "Le secteur de l'électricité en Europe", *Les Echos* (2003).

Levinson H. "A psychologist diagnoses merger failures", *Harvard Business Review* (1970).

Lintner J. "The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets", *Review of Economics and Statistics* (1965).

Locatelli C. "Vers la constitution de multinationales dans le secteur de l'énergie russe? Le cas des hydrocarbures", *L.E.P.I.I - Communication au colloque "Les multinationales émergentes : qui sont-elles ? Que font-elles ? Quels enjeux ?" OCDE* (2006).

Lubatkin M. "Mergers and performance of the acquiring firm", *Academy of Management Review* (1983).

Maddison A. "L'Économie mondiale. Une perspective millénaire", *Paris– OCDE* (2001).

Maremont M. et Mitchell R. "Pillsbury could be a grand coup for Grand Met", *Business Week* (1988).

McDonald R., and Siegle D. "The Value of Waiting to Invest." *The Quarterly Journal of Economics* (1986).

Mez L. "New Corporate Strategies in the German Electricity Supply Industry", in *Glachant et Finon (eds), Edward Elgar* (2003).

Miller R.E. and Blair P. "Input-Output Analysis: Foundations and Extensions", *Prentice Hall* (1985).

Modigliani F. et Miller M. "The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment", *American Economic Review* (1958).

Montgomery C.A. et Singh H. "Diversification strategy and systematic risk", *Strategic Management Journal* (1984).

Montgomery C.A. et Wilson V.A. "Merges that last: a predictable pattern?", *Strategic Management Journal* (1986).

Morishima M. "A Few Suggestions on the Theory of Elasticity", *Keizai Hyoron* (1967).

Mork R., Shleifer A. et Vishny R.W., "Do managerial objectives drive bad acquisitions? ", *Journal of Finance* (1990).

Mount T. "Market Power and Price Volatility in Restructured Markets for Electricity." *Decision Support System* 30 (2001).

Nelson R.R. "The simple economics of basic scientific research", *Journal of Political Economy* (1959).

Nelson R.R. et Winter S.G. "An evolutionary Theory of economic Change", *Harvard U.P.* (1982).

Newberry D.M. "Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities, The Walras-Pareto Lectures", *The MIT, Cambridge, Massachussets* (2000).

Newell R.G., Jaffe A.B. et Stavins R.N. "The Induced Innovation Hypothesis and Energy-Saving Technological Change", *Quarterly Journal of Economics* (1999).

Nguyen S. et Streitweiser M.L. "Factor Substitution in U.S. Manufacturing: Does Plant Size Matter?", *Small Business Economists* (1999).

Nguyen S. et Streitwieser M.L. "Capital-Energy Substitution Revisited: New Evidence From Micro Data", Working Papers - Center for Economic Studies, U.S. Census Bureau (1997).

Ozatalay S., Grubaugh S. et Veach Long T. "Energy Substitution and National Energy Policy" *The American Economic Review* (1979).

Peltzman S. "Toward a more general theory of regulation", *Journal of Law and Economics* (1976).

Peluchon B. "Investissement et déréglementation dans le secteur électrique", 160 p. – *Thèse de Doctorat en Sciences Economiques, Université Paris I, Panthéon-Sorbonne* (2007).

Percebois J. "Les perspectives d'approvisionnement en gaz naturel de l'Europe", *Présentation au colloque "La sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel"* (Mai 2007).

Pettigrew A.M. "Strategy Formulation as a Political Process", *International Studies of Management and Organisation* (1977).

Pimentel D. "Ethanol fuels: Energy security, economics and the environment", *Journal of agricultural and environmental Ethics* (1991).

Pindyck R. S. "Interfuel Substitution and the Industrial Demand for Energy: An International Comparison", *Review of Economics and Statistics* (1979).

Pindyck R.S. "Irreversibility, Uncertainty, and Investment." *Journal of Economic Literature* (1991).

Pindyck R.S. "Irreversible Investment, Capacity Choice, and the Value of the Firm." *The American Economic Review* (1988).

Pizer W.A., Harrington W., Kopp R.J., Morgenstern R.D. et Shih J-S "Technology Adoption and Aggregate Energy Efficiency. Resources for the Future" *Discussion Paper 02-52* (2002).

Pollitt M. "Ownership and Performance in Electric Utilities", *Oxford University Press* (1995).

Popp D. "Induced Innovation and Energy Prices", *The American Economic Review* (2002).

Popp D. "The Effect of New Technology on Energy Consumption", *Resource and Energy Economics* (2001).

Porter M.E. "From Competitive Advantage to Corporate Strategy", *Harvard Business Review* (1987).

Posner R.A. "Taxation by Regulation", *The Bell journal of Economics and Management Science* (1971).

Ravenscraft D.J. et Scherer F.M. "Mergers, Sell-offs and Economic Efficiency". *Washington, DC: The Brookings Institution* (1987).

Rhoades S.A. "Power, empire building and mergers", *D.C. Health and Co., Lexington, MA* (1983).

Robinson T. "Electricity Pool Prices: A Case Study in nonlinear time-series modelling." *Applied Economics* 32 (2000).

Robinson T., and Baniak A. "The volatility of Prices in the English and Welsh Electricity Pool." *Applied Economics* 34 (2002).

Roll R. "The hubris hypothesis of corporate takeovers", *Journal of Business* (1986).

Rose N.L. et Joskow P.L. "The diffusion of new technologies evidence from the electric utility industry", *The RAND Journal of Economics* (1999).

Rumelt R.P. "Strategy, structure and economics performance", *Boston, Harvard Business School Press* (1986).

Salant S., Switzer S. and Reynolds R. "Losses from Horizontal Merger: The Effects of an Exogenous Change in Industry Structure on Cournot-Nash Equilibrium", *Quarterly Journal of Economics* (1983).

Sales A.M. et Mirvis P.H. "When cultures collide : issues in acquisition", In : *"Managing organizational transitions"*, J.R. Kimberly & R.E. Quinn (Ed.), Dow Jones-Irwin (1984).

Scherer F.M et Ross D. "Industrial Market Structure and economic performance", Boston, *Houghton Mifflin Compagny* (1990).

Scherer F.M., Beckenstein A., Kaufer E. et Murphy R.D. "The Economics of Multi-Plant Operation: An International Comparisons Study", *Harvard University Press* (1975).

Servaes H. "Tobin's Q and the Gains from Takeovers", *Journal of Finance* (1991).

Sharpe W.F. "Capital asset prices - A theory of market equilibrium under conditions of risk", *Journal of Finance* (1964).

Sidak J.G. et Baumol W.J. "Stranded Costs", *Harvard Journal of Law & Public Policy* (1995).

Simon H. "Models of Bounded Rationality, Vols. 1 and 2", *MIT Press* (1982).

Simon H. "Theories of Bounded Rationality", In: C.B. McGuire and ROY Radner teds.1, *Decision and Organization*, North-Holland Publishing Company, (1972).

Solow J.R. "The Capital-Energy Complementarity Debate Revisited", *The American Economic Review* (1987).

Solow R "Investment and technical progress", In: *Mathematical methods in the social sciences*, Arrow, Karlin and Suppes (eds.), *Stanford University Press* (1959).

Song J.H "Diversification strategies and the experience of top executives of large firms", *Strategic Management Journal* (1982).

Steiner P.O "Mergers: Motives, effects, policies", *University of Michigan Press, Ann Arbor, MI* (1975).

Stern N. "The economics of climate change", *The Stern Review* (2006).

Stigler G. "The Theory of Economic Regulation", *The Bell journal of Economics and Management Science* (1971).

Stigler G. et Friedland C. "What can regulators regulate? The case of Electricity", *Journal of Law and Economics* (1962).

Stigler G.J. "Price and Non-Price Competition", *Journal of Political Economy*, University of Chicago Press (1968).

Stigler G.J. "The Development of Utility Theory. II", *Journal of Political Economy*, University of Chicago Press (1950).

Stoft S. "Power System Economics." *Wiley IEEE Press* (2002).

Takayama A. "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint", *The American Economic Review* (1969).

Teisberg E.O. "Capital Investment Strategies under Uncertain Regulation." *The RAND Journal of Economics* (1993).

Tenenbaum B., Lock R. et Barker J. "Electricity Privatization: the Record, the Issues, the Lessons", *Energy Policy* (1992).

Thompson P. et Taylor T. "The Capital-Energy Substitutability Debate: A New Look", *The Review of Economics and Statistics* (1995).

Tobin J. "A General Equilibrium Approach to Monetary Theory", *Journal of Money, Credit, and Banking* (1969).

Trainer T. "Renewable energy; what are the limits?", *Faculté des Arts de l'Université de New South Wales, Australie* (2004)

Trautwein F. “Merger Motives and Merger Prescription”, *Strategic Management Journal* (1990).

Vermeulen G.A.M. et Barkema H.G. “Learning through acquisitions”, *Academy of Management Journal* (2001).

Walsh J.P “Top management turnover following acquisitions”, *Strategic Management Journal* (1988).

Weston J.F et Chung K.S “Do mergers make money ?”, *Mergers and Acquisitions* (1983).

Williamson O.E. “Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications”, *Free Press* (1975).

Williamson O.E. “The Economic Institutions of Capitalism”, *New York: Free Press* (1985).

Williamson O.E. “The Mechanisms of Governance”, *Oxford University Press* (1996).

World Bank “Global Economic Prospects 2007: Managing the Next Wave of Globalization”, *World Bank* (2007).

Annexes

Annexe 1 : Les modèles d'organisation des industries électriques

Annexe 2 : Répartition par pays de la consommation d'énergies primaires pour la
production d'électricité

Annexe 3 : Démonstrations tirées de la thèse de doctorat de Benoît Peluchon (2007)

Annexe 4 : Démonstrations - Modèle d'organisation industrielle mixte.

ANNEXE I

Caractérisation des modèles d'organisation des industries électriques :

Approche institutionnelle (inspirée de l'article de Dominique Finon [ref]).

Sources : "Transposition de la Directive Electrique au 1^{er} Juin 1999" et Les Echos Etudes (2003).

Groupe I (Pays Intégrés Verticalement)	Répartition de la production selon les firmes.	Intégration verticale.*	Propriété publique ou privée.*	Degré de concentration (IHH)	*
<u>Irlande</u>	Une firme : ESB Production : 100% Transport : 100% Distribution : 100%	Verticalement Intégré. P – T– D	Dominante Publique	Fort (10 000)	
<u>Grèce</u>	Une firme : PPC Production : 100% Transport : 100% Distribution : 100%	Verticalement Intégré. P – T– D	Dominante Publique	Fort (10 000)	
<u>France</u>	<u>Production</u> : EDF (90%), SNET (5%), CNR (3%) + Indépendants et Autoproducteurs. <u>Transport</u> : EDF 100% <u>Distribution</u> : EDF 90%	Verticalement Intégré. P – T– D	Dominante Publique	Fort (Prod : 8150) (Transp : 10000) (distrib : 8150)	
<u>Belgique</u>	<u>Production</u> : ELECTRABEL (94%), Autoproduit, Société coopérative de production d'électricité. <u>Transport</u> : ELECTRABEL 95% <u>Distribution</u> : Assuré par 44 sociétés à capital mixte avec présence d'ELECTRABEL	Verticalement Intégré. P – T– D	Dominante Privée	Fort (Prod : 8872) (Transp : 9050)	
<u>Italie</u>	<u>Production</u> : ENEL (50%), Eurogen (9%), Edison (8%), Elletrogen (7%), Interpower (4%), autres dont Régies municipales Autoproducteurs (22%). <u>Transport</u> : le capital du réseau est partagé l'ENEL, les indépendants et des compagnies municipales <u>Distrib</u> : ENEL 95% + Régies municipales <u>Commercial</u> : ENEL (60%), Edison (15%)	Verticalement Intégré. P – T– D	Dominante Publique	Fort : (Prod : 3194) (distrib : 9055)	

<i>Groupe II (Pays Partiellement Intégrés Vertical.)</i>	Répartition de la production selon les firmes.	Intégration verticale.*	Propriété publique ou privée.*	Degré de concentration (IHH) *
<u>Espagne</u>	<u>Production :</u> Endesa (43%), Iberdrola (34%), Union Fenosa (11%), Viesgo (4%), Hidroelectrica del Cantabrico (4%), Autres (4%). <u>Transport :</u> Redesa 100% <u>Distribution :</u> Endesa (39%), Iberdrola (37%), Union Fenosa (12%), Hidroelectrica del Cantabrico (6%), Autres (6%).	Intégration Verticale Partielle de type P – D	Publique à env. 50% et Privée à env. 50%. <u>Publique</u> Endesa. <u>Privée :</u> Iberdrola.	Moyen (Prod : 3174) (Transp : 10000) (distrib : 3106)
<u>Allemagne</u>	<u>Production:</u> - 4 firmes supra régionales (87%) : RWE (32%), E.ON (25%), Vattenfall (17%), EnBW (13%). - 80 firmes Regionales (5%) - 900 firmes Municipales (8%) <u>Transport :</u> 4 firmes supra régionales 100% <u>Distribution :</u> - 4 firmes supra régionales (39%) - 80 firmes Regionales (34%) - 900 firmes Municipales (27%)	Intégration Verticale Partielle Un type d'intégration verticale : P – T– D P – D	Dominante Privée. <u>4 Supra Re:</u> Capitaux privés. <u>80 Reg :</u> Capital Mixte <u>900 Munic:</u> Coopératives ou publique au niveau local	Moyen (Prod : 2196) (Transp : 10000) (distrib : 3406)
<u>Autriche</u>	<u>Production :</u> 9 Entreprises Fédérales (50%) (puis selon les zones) 8 Entreprises Provinciales + 5 Entreprises Municipales + 200 Autoproducteurs (50%) <u>Transport :</u> 9 Entreprises Fédérales (Verbund Gesellschaft) Très Haute Tension (78%), Haute Tension (15%) <u>Distribution :</u> (selon les zones) 8 Entreprises Provinciales + 5 Entreprises Municipales	Intégration Verticale Partielle. Deux types d'intégration verticale : P – T P – D	Dominante Publique. (Au niveau national et au niveau local.)	Moyen (Prod : 3400) (Transp : moyen) (distrib : ML) ML : Monopoles locaux

Groupe III (1 ^e Partie) (Pays Non Intégrés Verticalement)	Répartition de la production selon les firmes.	Intégration verticale.*	Propriété publique ou privée.*	Degré de concentration (IHH) *
<u>Grande Bretagne</u> * REC : Régional Electricity Companies	<u>Production :</u> British Energy (14%), Powergen (13%), Innogy (12%), AES (7%), EDF Energy (7%), AEP (6%), Indep + RECs (22%), Autres (19%) <u>Transp :</u> National Grid 100% <u>Distrib :</u> 12 RECs* <u>(Commercial)</u> Centrica (23%), Powergen (22%), Innogy (16%), EDF Energy (15%), Scottish Power (10%), Scottish ans Southern Energy (14%)	Non Intégré Verticalement.	Dominante Privée	Moyen-faible. (Prod : 1488) (Transp : 10000) (distrib : ML) (Comm : 1790) ML : Monopoles locaux sous concession.
<u>Portugal</u> * Rede Electrica Nacional - Systèmes Electriques Publiques - Systèmes Electriques Indépendants ** Electricidade Do Portugal	<u>(Production)</u> EDP** 90% Autoproducteurs & indépendants 10% <u>(Transport)</u> REN* 100% Gérant 2 systèmes : - SEP (publique) - SEI (indépend) <u>(Distribution)</u> 4 Sociétés Régionales : Electricida de do Norte, do Centro, do Lisbos, do Sul. (Monopoles régionaux.)	Non Intégré Verticalement.	Publique et Privée.	Fort (Prod : > 8200) (Transp : 10000) (distrib : ML)
<u>Finlande</u>	<u>Production :</u> IVO (Entreprise publique) 40% PVO (Entreprise privée) 20% Collectivités locales 20% Autres 20% <u>Transport :</u> Finish Power Grid Ltd. 100% (fusion de 2 réseaux en 1997 – Capital : 1/3 IVO, 1/3 PVO et 1/3 Etat et investisseurs institutionnels) <u>Distribution :</u> 125 sociétés de distribution	Non Intégré Verticalement.	Publique et Privée. Privée Publique au niveau national, Capital mixte Publique au niveau local.	Moyen-faible (Prod : 2800) (Transp : 10000) (distrib : ML)

(dont 75% sont propriété de municipalités)

Groupe III (2 ^e Partie) (Pays Non Intégrés Verticalement)	Répartition de la production selon les firmes.	Intégration verticale.*	Propriété publique ou privée.*	Degré de concentration (IHH) *
<i>Suède</i>	<u>Production :</u> - 8 Grandes Entreprise 90% dont: Vattenfall (50%), Sydkraft (20%) - 300 Sociétés locales 10% <u>Transport :</u> Svenska 100% <u>Distribution :</u> Environ 300 Sociétés (essentiellement municipales). 65% d'entre elles possèdent les réseaux.	Non Intégré Verticalement.	Publique et Privée. Vattenfall (publique) et Sydkraft (privée) Firms municipales a capitaux publiques et/ou privée	Moyen-faible (Prod : 3078) (Transp : 10000) (distrib : ML)
<u>Pays-Bas</u>	<u>Production :</u> 4 entreprises de production (capital détenu par les sociétés de distribution) <u>Transport :</u> SEP (capital détenu par les producteurs) <u>Distribution :</u> 33 sociétés de distribution (souvent municipales)	“faiblement” Intégré Verticalement. Mais, le capitale des 4 entreprises de production est détenu par les sociétés de distribution. (P – D & P – T)	Dominante Publique. Publique au niveau régional et local. (P&D) & Capital Mixte (P&T).	Localement Fort : Monopoles régionaux.
<u>Danemark</u>	<u>Production :</u> 8 firmes régionales appartenant à Elsam et Elkraft. <u>Transport :</u> ELSAM (est) ELKRAFT (ouest) <u>Distribution :</u> 48 Entreprises municipales 42 coopératives rurales	“faiblement” Intégrée Verticalement (Mais, le capital des 8 producteurs régionaux est détenu par les Stés de distrib qui sont regroupées en deux organismes Elsam et Elkraft gérant le transport.) (P – T – D)	Dominante publique. Coopérative ou publique au niveau régional ou local.	Localement Fort : Monopoles régionaux et locaux.

ANNEXE II

Répartition de la consommation d'énergie primaire par les industries électriques

nationales : (Source "Electricity Information 2003", IEA Statistics, OCDE.)

Groupe I (en TWh et en %)	Irlande		Grèce		France		Belgique		Italie	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Pétrole	3,62	14,69	8,43	16,61	7,5	1,34	0,81	0,99	76,20	26,87
Gaz	10,43	42,33	6,73	13,26	17,12	3,06	17,80	21,69	108,7	38,32
Charbon⁶⁰	8,85	35,92	31,2	61,48	27,55	4,92	12,81	15,61	40,88	14,41
Nucléaire	-	-	-	-	436,76	78,04	47,36	57,71	-	-
Hydraulique	1,26	5,11	3,38	6,66	66,40	11,86	1,49	1,82	48,06	16,94
Solaire & Eolien⁶¹	0,39	1,58	0,83	1,64	0,83	0,15	0,06	0,07	2,24	0,79
Géothermique	-	-	-	-	-	-	-	-	4,66	1,64
Comb & déchets⁶²	0,09	0,37	0,18	0,35	3,47	0,62	1,73	2,11	2,90	1,02
TOTAL	24,64	100%	50,75	100%	559,63	100%	82,06	100%	283,64	100%

Groupe II (en TWh et en %)	Espagne		Allemagne		Autriche		UE (14)		Nombre de Pays (prod > 5%)
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	
Pétrole	28,59	11,65	6	1,03	2,37	3,73	161,62	6,03	6
Gaz	32,39	13,19	55,9	9,59	10,05	15,84	496,95	18,53	12
Charbon	82,46	33,59	301,5	51,73	9,38	14,78	723,93	27,00	12
Nucléaire	63,02	25,67	165	28,31	-	-	895,24	33,39	7
Hydraulique	26,39	10,75	26	4,46	39,11	61,63	305,45	11,39	9
Solaire & Eolien	8,73	3,56	16,70	2,87	0,21	0,33	38,47	1,43	} 3 (5) > 4,5%
Géothermique	-	-	-	-	-	-	4,76	0,18	
Comb & déchets	3,93	1,60	11,69	2,01	2,34	3,69	55,09	2,05	
TOTAL	245,51	100%	582,79	100%	63,46	100%	2681,5	100%	14

Groupe III (en TWh et en %)	Grande Bretagne		Finlande		Suède		Portugal		Pays-Bas		Danemark	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Pétrole	6,23	1,62	1,68	2,23	2,83	1,92	11,44	24,83	1,98	2,06	3,94	10,20
Gaz	150,23	39,00	9,93	13,20	0,55	0,37	9,10	19,75	59	61,27	8,99	23,28
Charbon	125,96	32,70	20,06	26,66	3,21	2,18	15,24	33,08	26,57	27,59	18,26	47,28
Nucléaire	88,04	22,85	22,35	29,71	68,79	46,62	-	-	3,92	4,07	-	-
Hydraulique	7,51	1,95	10,79	14,34	66,68	45,19	8,23	17,86	0,12	0,12	0,03	0,08
Sol.R & Eolien	1,48	0,38	0,06	0,08	0,56	0,38	0,34	0,74	1,16	1,20	4,88	12,64
Géothermique	-	-	-	-	-	-	0,10	0,22	-	-	-	-
Comb & d.ché	5,77	1,50	10,36	13,77	4,95	3,35	1,62	3,52	3,54	3,68	2,52	6,53
TOTAL	385,22	100%	75,23	100%	147,57	100%	46,07	100%	96,29	100%	32,62	100%

⁶⁰ Includes Hard Coal, Brown Coal, Peat, Coal Gas.

⁶¹ Includes Tide, Wave, Ocean and Other (Fuel cells etc).

⁶² Includes Solid Biomass, Industrial and Municipal Wastes and Biomass Gases.

ANNEXE III

Démonstrations tirées de la thèse de doctorat de Benoît Peluchon (2007) :

Nous reprenons ci-dessous les démonstrations de Benoît Peluchon concernant les programmes d'investissement du monopole public et de firmes opérant dans un n-oligopole.

Le programme d'investissement du monopole public.

La demande est supposée être composé d'une composante fixe (M) et d'une composante aléatoire (ε) suivant une loi normale centrée de variance σ^2 . La forme générale de la demande est donc $D = M + \varepsilon$.

L'investissement du monopole se fait au niveau de capacité qui minimise l'espérance de coût de fourniture de la demande :

$$\min_{\bar{Q}} E[\text{coût}] = \min_{\bar{Q}} E \left[I \cdot \bar{Q} + C_p \cdot D \cdot 1_{\{D < \bar{Q}\}} + (C_p \cdot \bar{Q} + C_D (D - \bar{Q})) \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \right]$$

Ce problème peut se simplifier de la manière suivante :

$$\min_{\bar{Q}} I \cdot \bar{Q} + E \left[C_p \cdot D \cdot 1_{\{D < \bar{Q}\}} + (C_p \cdot \bar{Q} + C_D (D - \bar{Q})) \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}} I \cdot \bar{Q} + C_p E \left[D \cdot 1_{\{D < \bar{Q}\}} + \left(\bar{Q} + \frac{C_D}{C_p} (D - \bar{Q}) \right) \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}} I \cdot \bar{Q} + C_p E \left[(M + \varepsilon) \cdot 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} + \left(\left(1 - \frac{C_D}{C_p} \right) \bar{Q} + \frac{C_D}{C_p} \cdot D \right) \cdot 1_{\{\varepsilon \geq \bar{Q} - M\}} \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}} I \cdot \bar{Q} + C_p E \left[(M + \varepsilon) \cdot 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} + \left(\left(1 - \frac{C_D}{C_p} \right) \bar{Q} + \frac{C_D}{C_p} \cdot D \right) \cdot (1 - 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}}) \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}} I \cdot \bar{Q} + C_p E \left[\begin{aligned} & (M + \varepsilon) \cdot 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} + \left(\left(1 - \frac{C_D}{C_p} \right) \bar{Q} + \frac{C_D}{C_p} \cdot D \right) \\ & - \left(\left(1 - \frac{C_D}{C_p} \right) \bar{Q} + \frac{C_D}{C_p} \cdot D \right) \cdot 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} \end{aligned} \right]$$

Par linéarité de l'espérance on obtient :

$$\begin{aligned} & \min_{\bar{Q}} I.\bar{Q} + C_D(M + E(\varepsilon)) + (C_p - C_D).\bar{Q} + \\ \Leftrightarrow & C_p E \left[(M + \varepsilon).1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} - \left(\left(1 - \frac{C_D}{C_p} \right) \bar{Q} + \frac{C_D}{C_p} . (M + \varepsilon) \right) . 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} \right] \end{aligned}$$

ε suivant une loi normale, son espérance est nulle. L'expression précédente peut donc être simplifiée :

$$\begin{aligned} \Leftrightarrow & \min_{\bar{Q}} I.\bar{Q} + M.C_D + (C_p - C_D).\bar{Q} + C_p E \left[\left(1 - \frac{C_D}{C_p} \right) (M + \varepsilon).1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} - \left(1 - \frac{C_D}{C_p} \right) \bar{Q}.1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} \right] \\ \Leftrightarrow & \min_{\bar{Q}} I.\bar{Q} + M.C_D + (C_p - C_D).\bar{Q} + (C_p - C_D)M. E(1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}}) \\ & + (C_p - C_D). E(\varepsilon.1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}}) - (C_p - C_D)\bar{Q}E(1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}}) \end{aligned}$$

En prenant la densité de la variable aléatoire ε , on obtient l'expression suivante :

$$\begin{aligned} \Leftrightarrow & \min_{\bar{Q}} I.\bar{Q} + M.C_D + (C_p - C_D).\bar{Q} + (C_p - C_D)M. \int_{-\infty}^{\bar{Q}-M} f(t).dt \\ & + (C_p - C_D) \int_{-\infty}^{\bar{Q}-M} t. f(t).dt - (C_p - C_D)\bar{Q}. \int_{-\infty}^{\bar{Q}-M} f(t).dt \end{aligned}$$

ε suivant une loi normale, on a $f(t) = \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}}$

On a donc :

$$\begin{aligned} \min_{\bar{Q}} & I.\bar{Q} + M.C_D + (C_p - C_D).\bar{Q} + (C_p - C_D)M. \int_{-\infty}^{\bar{Q}-M} \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}}.dt \\ & + (C_p - C_D) \int_{-\infty}^{\bar{Q}-M} t. \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}}.dt - (C_p - C_D)\bar{Q}. \int_{-\infty}^{\bar{Q}-M} \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}}.dt \end{aligned}$$

L'expression précédente est dérivable par rapport à la variable \bar{Q} . Il est donc possible d'obtenir la condition du premier ordre qu'une valeur de \bar{Q} doit respecter. Cette condition du premier ordre est la suivante :

$$\begin{aligned} \frac{\partial E(\text{coût})}{\partial \bar{Q}} &= I + (C_p - C_D) + (C_p - C_D)M. \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{(\bar{Q}-M)^2}{2\sigma^2}} + (C_p - C_D)(\bar{Q} - M). \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{(\bar{Q}-M)^2}{2\sigma^2}} \\ &- (C_p - C_D)\bar{Q}. \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{(\bar{Q}-M)^2}{2\sigma^2}} - (C_p - C_D) \int_{-\infty}^{\bar{Q}-M} \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}}.dt = 0 \end{aligned}$$

Ou de manière plus simplifier : $\frac{\partial E(\text{coût})}{\partial \bar{Q}} = I + (C_p - C_D) - (C_p - C_D) \int_{-\infty}^{\bar{Q}-M} \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}}.dt = 0$

Ou encore :

$$1 - \frac{I}{(C_D - C_P)} = P(\varepsilon < \bar{Q} - M) = P(D < \bar{Q})$$

$$\Leftrightarrow \boxed{\frac{I}{(C_D - C_P)} = 1 - P(D < \bar{Q})}$$

Peluchon obtient ainsi une relation entre les différents coûts et la probabilité qu'il n'y ait pas de défaillance. Cela lui permet d'obtenir implicitement la capacité optimale à construire du monopole public \bar{Q}^* .

La résolution du programme d'investissement d'une firme d'un n-oligopole.

L'espérance de profit de l'espérance s'écrit :

$$\text{Max}_{\bar{Q}_i} E[\pi_i] = \text{Max}_{\bar{Q}_i} E \left[(C_p \cdot Q_i - C_p \cdot \bar{Q}_i - I \cdot \bar{Q}_i) \cdot 1_{\left\{ D < \sum_1^n \bar{Q}_j \right\}} + (\bar{P} \cdot \bar{Q}_i - C_p \cdot \bar{Q}_i - I \cdot \bar{Q}_i) \cdot 1_{\left\{ D \geq \sum_1^n \bar{Q}_j \right\}} \right]$$

Ce problème peut être simplifié de manière suivante :

$$\Leftrightarrow \text{Max}_{\bar{Q}_i} E[\pi_i] = \text{Max}_{\bar{Q}_i} E \left[-I \cdot \bar{Q}_i + E \left[(\bar{P} \cdot \bar{Q}_i - C_p \cdot \bar{Q}_i) \cdot 1_{\left\{ D \geq \sum_1^n \bar{Q}_j \right\}} \right] \right]$$

$$\Leftrightarrow \text{Max}_{\bar{Q}_i} E[\pi_i] = \text{Max}_{\bar{Q}_i} E \left[-I \cdot \bar{Q}_i + E \left[(\bar{P} \cdot \bar{Q}_i - C_p \cdot \bar{Q}_i) \cdot (1 - 1_{\left\{ D < \sum_1^n \bar{Q}_j \right\}}) \right] \right]$$

$$\Leftrightarrow \text{Max}_{\bar{Q}_i} E[\pi_i] = \text{Max}_{\bar{Q}_i} E \left[-I \cdot \bar{Q}_i + \bar{Q}_i \cdot (\bar{P} - C_p) - (\bar{P} \cdot \bar{Q}_i - C_p \cdot \bar{Q}_i) \cdot E \left[1_{\left\{ D < \sum_1^n \bar{Q}_j \right\}} \right] \right]$$

$$\Leftrightarrow \text{Max}_{\bar{Q}_i} E[\pi_i] = \text{Max}_{\bar{Q}_i} E \left[-I \cdot \bar{Q}_i + \bar{Q}_i \cdot (\bar{P} - C_p) - (\bar{P} \cdot \bar{Q}_i - C_p \cdot \bar{Q}_i) \cdot P(D < \sum_1^n \bar{Q}_j) \right]$$

En appelant A la probabilité $P(D < \sum_1^n \bar{Q}_j)$, nous avons les égalités suivantes :

$$A = P(D < \sum_1^n \bar{Q}_j) = P(\varepsilon < \sum_1^n \bar{Q}_j - M) = \int_{-\infty}^{\sum_1^n \bar{Q}_j - M} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \cdot e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}} \cdot dt$$

A est donc une fonction dérivable de \bar{Q}_i . Il est dès lors possible d'écrire la condition de premier ordre de la maximisation :

$$\begin{aligned} \frac{\partial E[\pi_i]}{\partial \bar{Q}_i} &= -I + (\bar{P} - C_p) - \bar{Q}_i \cdot (\bar{P} - C_p) \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} + (\bar{P} - C_p) \cdot A = 0 \\ \Leftrightarrow \quad \frac{-I}{(\bar{P} - C_p)} + 1 - \bar{Q}_i \cdot \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} - A &= 0 \\ \Leftrightarrow \quad \boxed{1 - \bar{Q}_i \cdot \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} - A} &= \frac{I}{(\bar{P} - C_p)} \end{aligned}$$

La fonction de réaction de la firme i est définie implicitement par l'égalité précédente. En faisant la différence entre la fonction de réaction de la firme i avec celle de la firme j on obtient l'égalité suivante :

$$-\bar{Q}_i \cdot \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} - A + \bar{Q}_j \cdot \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_{ji}} + A = 0 \quad \Leftrightarrow \quad -\bar{Q}_i \cdot \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} + \bar{Q}_j \cdot \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_{ji}} = 0$$

$$\text{Or } \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} = \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_j}$$

Démonstration :

$$\begin{aligned} \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} &= \frac{\partial P(\varepsilon < \sum_1^n \bar{Q}_j - M)}{\partial \bar{Q}_i} = \frac{\partial \int_{-\infty}^{\sum_1^n \bar{Q}_j - M} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \cdot e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}} \cdot dt}{\partial \bar{Q}_i} = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \cdot e^{-\frac{(\sum_1^n \bar{Q}_j - M)^2}{2\sigma^2}} \\ &= \frac{\partial \int_{-\infty}^{\sum_1^n \bar{Q}_j - M} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \cdot e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}} \cdot dt}{\partial \bar{Q}_j} = \frac{\partial P(\varepsilon < \sum_1^n \bar{Q}_j - M)}{\partial \bar{Q}_j} = \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_j} \end{aligned}$$

$$\text{Nous avons donc } \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} (\bar{Q}_j - \bar{Q}_i) = 0.$$

$$\text{Comme } \frac{\partial A}{\partial \bar{Q}_i} > 0, \text{ du fait de l'exponentielle, on a finalement } \bar{Q}_j = \bar{Q}_i$$

L'équilibre de Cournot-Nash est donc symétrique. Il est alors donné par l'égalité suivante :

$$1 - \bar{Q} \cdot \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} \cdot e^{-\frac{(n \cdot \bar{Q} - M)^2}{2\sigma^2}} - P(D < n \cdot \bar{Q}) = \frac{I}{(\bar{P} - C_p)}$$

Ce qui peut également s'écrire :

$$\boxed{1 - \bar{Q} \cdot \frac{\partial P(D < n \cdot \bar{Q})}{\partial \bar{Q}} - P(D < n \cdot \bar{Q}) = \frac{I}{(\bar{P} - C_p)}}$$

ANNEXE IV

Programmes d'investissement dans le cas d'un modèle d'organisation industrielle mixte.

La résolution du programme d'investissement du monopole pour l'investissement de base.

L'investissement du monopole se fait au niveau de capacité qui minimise l'espérance de coût de fourniture de la demande :

$$\min_{\bar{Q}_b} E[\text{coût}] = \min_{\bar{Q}_b} E \left[\begin{aligned} & I \cdot \bar{Q}_b + C_{Pb} \cdot Q_b \cdot 1_{\{D < \bar{Q}_{\max}\}} + \{C_{Pb} \cdot Q_b + C_{Pb} \cdot (D - Q_b - \sum \bar{Q}_j)\} \cdot 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} \\ & + (C_{Pb} \cdot \bar{Q}_b + C_D (D - \bar{Q})) \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \end{aligned} \right]$$

Ce problème peut se simplifier de la manière suivante :

$$\begin{aligned} & \min_{\bar{Q}_b} I \cdot \bar{Q}_b + E \left[\begin{aligned} & C_{Pb} \cdot Q_b \cdot 1_{\{D < \bar{Q}_{\max}\}} + \{C_{Pb} \cdot Q_b + C_{Pb} \cdot (D - Q_b - \sum \bar{Q}_j)\} \cdot 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} \\ & (C_{Pb} \cdot \bar{Q}_b + C_D (D - \bar{Q})) \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \end{aligned} \right] \\ \Leftrightarrow & \min_{\bar{Q}_b} I \cdot \bar{Q}_b + C_{Pb} E \left[\begin{aligned} & Q_b \cdot 1_{\{D < \bar{Q}_{\max}\}} + \{Q_b + (D - Q_b - \sum \bar{Q}_j)\} \cdot 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} \\ & + \left(\bar{Q}_b + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - \bar{Q}) \right) \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \end{aligned} \right] \end{aligned}$$

Nous avons $1_{\{D < \bar{Q}_{\max}\}} + 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} + 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} = 1 \Leftrightarrow 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} + 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} = 1 - A_1$ avec $A_1 = 1_{\{D < \bar{Q}_{\max}\}}$

Et nous rappelons que $\bar{Q} = \bar{Q}_b + \sum \bar{Q}_j$ et $\bar{Q}_{\max} = Q_b + \sum \bar{Q}_j$

On a donc :

$$\begin{aligned} & \min_{\bar{Q}_b} I \cdot \bar{Q}_b + C_{Pb} E \left[\begin{aligned} & Q_b \cdot (1 - 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} - 1_{\{D \geq \bar{Q}\}}) + \{Q_b + (D - Q_b - \sum \bar{Q}_j)\} \cdot 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} \\ & + \left(\bar{Q}_b + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - \bar{Q}) \right) \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \end{aligned} \right] \\ \Leftrightarrow & \min_{\bar{Q}_b} I \cdot \bar{Q}_b + C_{Pb} \cdot Q_b + C_{Pb} E \left[\begin{aligned} & \{(D - Q_b - \sum \bar{Q}_j)\} \cdot 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} + \\ & \left\{ \left(\bar{Q}_b - Q_b \right) + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - \bar{Q}_b - \sum \bar{Q}_j) \right\} \cdot 1_{\{D \geq \bar{Q}\}} \end{aligned} \right] \end{aligned}$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{Pb}.Q_b + C_{Pb} E \left[\left\{ (D - Q_b - \sum \bar{Q}_j) \cdot 1_{\{\bar{Q}_{\max} - M \leq \varepsilon < \bar{Q} - M\}} + \left\{ (\bar{Q}_b - Q_b) + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - \bar{Q}_b - \sum \bar{Q}_j) \right\} \cdot 1_{\{\varepsilon \geq \bar{Q} - M\}} \right\} \right]$$

Or comme nous l'avons vu plus haut, $1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}} = 1 - A_1 - 1_{\{D \geq \bar{Q}\}}$.

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{Pb}.Q_b + C_{Pb} E \left[\left\{ (D - Q_b - \sum \bar{Q}_j) \cdot (1 - A_1 - 1_{\{\varepsilon \geq \bar{Q} - M\}}) + \left\{ \left(1 - \frac{C_D}{C_{Pb}}\right) \bar{Q}_b + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - \sum \bar{Q}_j) - Q_b \right\} \cdot 1_{\{\varepsilon \geq \bar{Q} - M\}} \right\} \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{Pb}.Q_b + C_{Pb} (D - Q_b - \sum \bar{Q}_j) \cdot (1 - A_1) + C_{Pb} E \left[- (D - Q_b - \sum \bar{Q}_j) \cdot 1_{\{\varepsilon \geq \bar{Q} - M\}} + \left\{ \left(1 - \frac{C_D}{C_{Pb}}\right) \bar{Q}_b + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - \sum \bar{Q}_j) - Q_b \right\} \cdot 1_{\{\varepsilon \geq \bar{Q} - M\}} \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{Pb}.Q_b + C_{Pb} (D - \bar{Q}_{\max}) \cdot (1 - A_1) + C_{Pb} E \left[\left\{ \left(1 - \frac{C_D}{C_{Pb}}\right) \bar{Q}_b - (D - \bar{Q}_{\max}) + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - \sum \bar{Q}_j) - Q_b \right\} \cdot 1_{\{\varepsilon \geq \bar{Q} - M\}} \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{Pb}.Q_b + C_{Pb} (D - \bar{Q}_{\max}) \cdot (1 - A_1) + C_{Pb} E \left[\left\{ \left(1 - \frac{C_D}{C_{Pb}}\right) \bar{Q}_b - (D - \bar{Q}_{\max}) + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - \sum \bar{Q}_j) - \frac{C_D}{C_{Pb}} Q_b + \frac{C_D}{C_{Pb}} Q_b - Q_b \right\} \cdot 1_{\{\varepsilon \geq \bar{Q} - M\}} \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{Pb}.Q_b + C_{Pb} (D - \bar{Q}_{\max}) \cdot (1 - A_1) + C_{Pb} E \left[\left\{ \left(1 - \frac{C_D}{C_{Pb}}\right) \bar{Q}_b - (D - \bar{Q}_{\max}) + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - Q_{\max}) + Q_b \left(\frac{C_D}{C_{Pb}} - 1 \right) \right\} \cdot 1_{\{\varepsilon \geq \bar{Q} - M\}} \right]$$

Or on a $1_{\{D \geq \bar{Q}\}} = 1 - 1_{\{D < \bar{Q}\}}$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{Pb}.Q_b + C_{Pb} (D - \bar{Q}_{\max}) \cdot (1 - A_1) + C_{Pb} E \left[\left\{ \left(1 - \frac{C_D}{C_{Pb}}\right) \bar{Q}_b - (D - \bar{Q}_{\max}) + \frac{C_D}{C_{Pb}} (D - Q_{\max}) + Q_b \left(\frac{C_D}{C_{Pb}} - 1 \right) \right\} (1 - 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}}) \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{pb}.Q_b + C_{pb}(D - \bar{Q}_{\max}).(1 - A_1) \\ + C_{pb} E \left[\left(1 - \frac{C_D}{C_{pb}} \right) \bar{Q}_b + \left(\frac{C_D}{C_{pb}} - 1 \right) (D - \bar{Q}_{\max}) + Q_b \left(\frac{C_D}{C_{pb}} - 1 \right) \right. \\ \left. - \left(\left(1 - \frac{C_D}{C_{pb}} \right) \bar{Q}_b + \left(\frac{C_D}{C_{pb}} - 1 \right) (D - \bar{Q}_{\max}) + Q_b \left(\frac{C_D}{C_{pb}} - 1 \right) \right) . 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} \right]$$

$$\Leftrightarrow \min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{pb}.Q_b + C_{pb}(D - \bar{Q}_{\max}).(1 - A_1) \\ + C_{pb} E \left[\left(1 - \frac{C_D}{C_{pb}} \right) \bar{Q}_b + \left(\frac{C_D}{C_{pb}} - 1 \right) (D - \bar{Q}_{\max} + Q_b) \right. \\ \left. - \left(\left(1 - \frac{C_D}{C_{pb}} \right) \bar{Q}_b + \left(\frac{C_D}{C_{pb}} - 1 \right) (D - \bar{Q}_{\max} + Q_b) \right) . 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} \right]$$

Par linéarité de l'espérance on obtient :

$$\min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{pb}.Q_b + C_{pb}(D - \bar{Q}_{\max}).(1 - A_1) + (C_{pb} - C_D)\bar{Q}_b + (C_D - C_{pb})(M - \bar{Q}_{\max} + Q_b + E(\varepsilon)) \\ + C_{pb} E \left[- \left(\left(1 - \frac{C_D}{C_{pb}} \right) \bar{Q}_b + \left(\frac{C_D}{C_{pb}} - 1 \right) ((M + \varepsilon) - \bar{Q}_{\max} + Q_b) \right) . 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} \right]$$

ε suivant une loi normale, son espérance est nulle. L'expression précédente peut donc être simplifiée :

$$\min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{pb}.Q_b + C_{pb}(D - \bar{Q}_{\max}).(1 - A_1) + (C_{pb} - C_D)\bar{Q}_b + (C_D - C_{pb})(M - \bar{Q}_{\max} + Q_b) \\ + C_{pb} E \left[- \left(\left(1 - \frac{C_D}{C_{pb}} \right) \bar{Q}_b + \left(\frac{C_D}{C_{pb}} - 1 \right) ((M + \varepsilon) - \bar{Q}_{\max} + Q_b) \right) . 1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}} \right]$$

\Leftrightarrow

$$\min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{pb}.Q_b + C_{pb}(D - \bar{Q}_{\max}).(1 - A_1) + (C_{pb} - C_D)\bar{Q}_b + (C_D - C_{pb})(M - \bar{Q}_{\max} + Q_b) \\ - (C_{pb} - C_D)\bar{Q}_b E[1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}}] - (C_D - C_{pb})(M - \bar{Q}_{\max} + Q_b) E[1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}}] - (C_D - C_{pb}).E[\varepsilon.1_{\{\varepsilon < \bar{Q} - M\}}]$$

Soit $M' = (M - \bar{Q}_{\max} + Q_b)$. Or $\bar{Q}_{\max} = (Q_b + \sum \bar{Q}_j)$. Donc $M' = (M - \sum \bar{Q}_j)$

On a donc $\bar{Q} - M = \bar{Q}_b - M'$ car $\bar{Q} = (\bar{Q}_b + \sum \bar{Q}_j)$.

En prenant la densité de la variable aléatoire ε , on obtient l'expression suivante :

$$\min_{\bar{Q}_b} I.\bar{Q}_b + C_{pb}.Q_b + C_{pb}(D - \bar{Q}_{\max}).(1 - A_1) + (C_{pb} - C_D)\bar{Q}_b + M'(C_D - C_{pb}) \\ - (C_{pb} - C_D)\bar{Q}_b \int_{-\infty}^{\bar{Q}_b - M'} f(t).dt - (C_D - C_{pb}).M' \int_{-\infty}^{\bar{Q}_b - M'} f(t).dt - (C_D - C_{pb}). \int_{-\infty}^{\bar{Q}_b - M'} t.f(t).dt$$

ε suivant une loi normale, on a $f(t) = \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}}$

On a donc :

$$\begin{aligned} \min_{\bar{Q}_b} & I \cdot \bar{Q}_b + C_{pb} \cdot Q_b + C_{pb} (D - Q_{\max}) \cdot (1 - A_1) + (C_{pb} - C_D) \cdot \bar{Q}_b + M' \cdot (C_D - C_{pb}) \\ & - (C_{pb} - C_D) \bar{Q}_b \int_{-\infty}^{\bar{Q}_b - M'} \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}} dt - M' (C_D - C_{pb}) \int_{-\infty}^{\bar{Q}_b - M'} \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}} dt \\ & - (C_D - C_{pb}) \int_{-\infty}^{\bar{Q}_b - M'} t \cdot \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}} dt \end{aligned}$$

L'expression précédente est dérivable par rapport à la variable \bar{Q}_b . Il est donc possible d'obtenir la condition du premier ordre qu'une valeur de \bar{Q}_b doit respecter. Cette condition du premier ordre est la suivante :

$$\begin{aligned} \frac{\partial E(\text{coût})}{\partial \bar{Q}_b} &= I + (C_{pb} - C_D) - (C_{pb} - C_D) \bar{Q}_b \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{(\bar{Q}_b - M')^2}{2\sigma^2}} - (C_{pb} - C_D) \int_{-\infty}^{\bar{Q}_b - M'} \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}} dt \\ & - M' (C_D - C_{pb}) \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{(\bar{Q}_b - M')^2}{2\sigma^2}} - (C_D - C_{pb}) (\bar{Q}_b - M') \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{(\bar{Q}_b - M')^2}{2\sigma^2}} = 0 \end{aligned}$$

Ou de manière plus simplifier :

$$\begin{aligned} \Leftrightarrow \frac{\partial E(\text{coût})}{\partial \bar{Q}_b} &= I + (C_{pb} - C_D) - (C_{pb} - C_D) \int_{-\infty}^{\bar{Q}_b - M'} \frac{1}{2\pi\sigma} e^{-\frac{t^2}{2\sigma^2}} dt = 0 \\ \Leftrightarrow \frac{\partial E(\text{coût})}{\partial \bar{Q}_b} &= I + (C_{pb} - C_D) - (C_{pb} - C_D) P(\varepsilon < \bar{Q}_b - M') = 0 \\ \Leftrightarrow \frac{\partial E(\text{coût})}{\partial \bar{Q}_b} &= I + (C_{pb} - C_D) \cdot (1 - P(D < \bar{Q})) = 0 \end{aligned}$$

Ou encore en notant A la probabilité $P(D < \bar{Q})$, on a :

$$\boxed{\frac{I}{(C_D - C_{pb})} = 1 - A}$$

Le risque de défaillance est alors égal à $P(D \geq \bar{Q}) = 1 - A$.

Nous obtenons ainsi une relation entre les différents coûts et la probabilité qu'il n'y ait pas de défaillance. Cela permet d'obtenir implicitement la capacité optimale du monopole public à construire dans des équipements de base \bar{Q}_b^* .

On a par ailleurs $P(D \geq \bar{Q}) = 1 - A_1 - P(\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q})$ car $1 - 1_{\{D < \bar{Q}\}} = 1 - 1_{\{D < \bar{Q}_{\max}\}} - 1_{\{\bar{Q}_{\max} \leq D < \bar{Q}\}}$

Le risque de défaillance du monopole chargé des équipements de base dépend donc également, dans notre modèle, du risque de défaillance des firmes électriques opérant sur le marché libre de l'électricité de pointe.

La résolution du programme d'investissement d'une firme appartenant à l'industrie électrique de pointe.

L'espérance de profit de l'espérance s'écrit :

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E[\pi_i] = \\ \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E \left[(C_p \cdot Q_{pi} - C_p \cdot \bar{Q}_{pi} - I \bar{Q}_{pi}) \cdot 1_{\left\{Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} + ([\bar{P} - \alpha \cdot (\bar{P} - C_p)] \bar{Q}_{pi} - C_p \cdot \bar{Q}_{pi} - I \bar{Q}_{pi}) \cdot 1_{\left\{D \geq Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} \right] \end{aligned}$$

Supposons que $1_{\{D < Q_b\}} = 0$. Nous avons donc $1_{\left\{Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} + 1_{\left\{D \geq Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} = 1$.

Ce problème peut être simplifié de manière suivante :

$$\begin{aligned} \Leftrightarrow \quad \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E[\pi_i] &= \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E \left[-I \bar{Q}_{pi} + E \left[([\bar{P} - \alpha \cdot (\bar{P} - C_p)] \bar{Q}_{pi} - C_p \cdot \bar{Q}_{pi}) \cdot 1_{\left\{D \geq Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} \right] \right] \\ \Leftrightarrow \quad \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E[\pi_i] &= \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E \left[-I \bar{Q}_{pi} + E \left[([\bar{P} - \alpha \cdot (\bar{P} - C_p)] \bar{Q}_{pi} - C_p \cdot \bar{Q}_{pi}) \cdot \left(1 - 1_{\left\{Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} \right) \right] \right] \end{aligned}$$

\Leftrightarrow

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E[\pi_i] = \\ \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E \left[-I \bar{Q}_{pi} + \bar{Q}_{pi} \cdot ([\bar{P} - \alpha \cdot (\bar{P} - C_p)] - C_p) - ([\bar{P} - \alpha \cdot (\bar{P} - C_p)] \bar{Q}_{pi} - C_p \cdot \bar{Q}_{pi}) \cdot E \left[1_{\left\{Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} \right] \right] \end{aligned}$$

\Leftrightarrow

$$\begin{aligned} \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E[\pi_i] = \\ \text{Max}_{\bar{Q}_{pi}} E \left[-I \bar{Q}_{pi} + \bar{Q}_{pi} \cdot ([\bar{P} - C_p] \cdot (1 - \alpha)) - ([\bar{P} - \alpha \cdot (\bar{P} - C_p)] \bar{Q}_{pi} - C_p \cdot \bar{Q}_{pi}) \cdot P \left(Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj} \right) \right] \end{aligned}$$

Soit appelant A_1 la probabilité $P\left(Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right) .$

Comme dans Peluchon (2007), nous avons les égalités suivantes :

$$A_1 = P\left(Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right) = P\left(D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right) \text{ car nous avons supposé } 1_{\{D < Q_b\}} = 0 .$$

Demonstration :

Nous avons supposé que $1_{\{D < Q_b\}} = 0 .$

$$\text{Donc } 1_{\left\{Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} + 1_{\left\{D \geq Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} = 1$$

$$\Leftrightarrow 1_{\left\{Q_b \leq D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} = 1 - 1_{\left\{D \geq Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} = 1 - \left(1 - 1_{\left\{D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}}\right) = 1_{\left\{D < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj}\right\}} \quad (\text{Fin})$$

$$\Leftrightarrow A_1 = P(\varepsilon < Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj} - M) = \int_{-\infty}^{Q_b + \sum_1^n \bar{Q}_{pj} - M} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma}} . e^{\frac{r^2}{2\sigma^2}} . dt$$

A_1 est donc une fonction dérivable de \bar{Q}_{pi} . Il est dès lors possible d'écrire la condition de premier ordre de la maximisation :

$$\frac{\partial E[\pi_i]}{\partial \bar{Q}_{pi}} = -I + [(\bar{P} - C_p).(1 - \alpha)] - \bar{Q}_{pi} . [(\bar{P} - C_p).(1 - \alpha)] \frac{\partial A_1}{\partial \bar{Q}_{pi}} + [(\bar{P} - C_p).(1 - \alpha)] . A_1 = 0$$

$$\Leftrightarrow \frac{-I}{[(\bar{P} - C_p).(1 - \alpha)]} + 1 - \bar{Q}_{pi} . \frac{\partial A_1}{\partial \bar{Q}_{pi}} - A_1 = 0$$

$$\Leftrightarrow \boxed{1 - \bar{Q}_{pi} . \frac{\partial A_1}{\partial \bar{Q}_{pi}} - A_1 = \frac{I}{[(\bar{P} - C_p).(1 - \alpha)]}}$$

La fonction de réaction de la firme i est définie implicitement par l'égalité précédente. Comme la montré Peluchon (2007), $\bar{Q}_{pj} = \bar{Q}_{pi}$. L'équilibre de Cournot-Nash est donc symétrique. Nous avons donc :

$$\boxed{1 - \bar{Q} . \frac{\partial P(Q_b \leq D < Q_b + n.\bar{Q}_p)}{\partial \bar{Q}_p} - P(Q_b \leq D < Q_b + n.\bar{Q}_p) = \frac{I}{[(\bar{P} - C_p).(1 - \alpha)]}}$$

ANNEXE V – Analyse de la dominance économique sur le marché gazier européen

Tableau A5.1 : production, consommation, importations et exportations de gaz naturel – données OCDE 2006.

World Supply				
SOURCE	OCDE			
TIME	2004			
PRODUCT	Natural Gas (Terajoules)			
BALANCE	Indigenous Production	Total Imports	Total Exports	Gross Inland Consumption (Observed)
COUNTRY				
Austria	78210	335043	52764	357911
Belgium	0	669815	0	677160
Denmark	395033	0	171722	216601
Finland	0	184035	0	183835
France	52333	1813547	16279	1870120
Germany	685342	3389857	324436	3728489
Greece	1230	101124	0	103690
Ireland	32025	137683	0	169708
Italy	493814	2587295	15088	3071165
Netherlands	2864941	628124	1784604	1709401
Norway	3295452	0	3036096	221928
Portugal	0	153733	0	152783
Spain	14398	1145112	0	1147717
Sweden	0	41142	0	41142
United Kingdom	4016708	478920	410797	4067433
Russia	23706852	455255	7448622	16336297
Algeria	3710154	0	2710848	994938
Libya	265772	0	42940	223972
Islamic Republic of Iran	3200902	238379	135857	3303110
Qatar	1575594	0	927960	647216
United Arab Emirates	1706162	0	239590	1466572

Tableau A5.2 : analyse de l'agencement interne structure d'échange.

Analyse de l'agencement interne de la structure d'échange

Delta-i => di = D/Xi						
	Ressources (Xi)	Demande finale (Yi)	di = demande Finale / Ressources	beta-i	(1 - di)	(betas-i - di)
Spain	903 481	903 481	1	1	0	0
Italy	2 888 285	2 888 285	1	1	0	0
Portugal	97 139	97 139	1	1	0	0
Greece	102 354	102 354	1	1	0	0
United Kingdom	4 615 597	4 379 820	0,9489	1	0,0511	0,0511
France	1 641 435	1 641 435	1	1	0	0
Belgium	595 347	415 543	0,6980	1	0,3020	0,3020
Netherlands	3 531 638	1 809 065	0,5122	1	0,4878	0,4878
Ireland	169 708	169 708	1	1	0	0
Germany	4 031 275	3 771 637	0,9356	1	0,0644	0,0644
Sweden	41 142	41 142	1	1	0	0
Denmark	398 144	226 231	0,5682	1	0,4318	0,4318
Finland	184 135	184 135	1	1	0	0
Norway	3 295 452	512 468	0,1555	1	0,8445	0,8445
Russia	23 706 852	20 775 436	0,8763	1	0,1237	0,1237
Algeria	3 710 154	1 717 016	0,4628	1	0,5372	0,5372
Middle East	6 748 430	6 527 152	0,9672	1	0,0328	0,0328
Africa	742 031	596 696	0,8041	1	0,1959	0,1959
Produit			0,008847	1	0	0

Determinant 0,97954

Demande Finale = Ressources - exportations
Ressources = production + importation

Racine 10e du Determinant 0,99885

	Racine 10e	Racine 18e
det min = produits des deltas-i	0,00885	0,76901
det max = 1 - produit (1-deltas-i)	1	1
det maj = [prod betas-i] - [prod (betas-i - deltas-i)]	1	1

Indicateur de l'agencement interne de la structure d'échange

Hétéroactivité - Induction externe	0	0,76901
Dépendance due aux chemins	0,76901	0,99885
Interdépendance due aux circuits	0,99885	1
Autarcie due aux boucles	1	1
Hétéroactivité - Diffusion externe	1	1

$$\begin{array}{lcl}
 0 & \rightarrow & \sqrt[10]{\Delta_{\min}} \\
 \sqrt[10]{\Delta_{\min}} & \rightarrow & \sqrt[18]{\Delta_{\min}} \\
 \sqrt[10]{\Delta_{\max}} & \rightarrow & \sqrt[18]{\Delta_{\max}} \\
 \sqrt[10]{\Delta_{\max}} & \rightarrow & 1
 \end{array}$$

Tableau A5.3 : Flux d'échange de gaz naturel relatifs au marché européen.

Les échanges intra-européens de Gaz en 2004 (TeraJoules)
Source: OCDE

TRADE 2004 Exports/Imports (GWh)	Pays exportateurs (i)																Total Exports
	SPA	ITA	FOR	GRE	UK	FRA	BEL	NETH	IRE	GER	SWE	DEN	FIN	NOR	RUS	ALG	
Spain	0																0
Italy		0															0
Portugal			0														0
Greece				0													0
United Kingdom					0		4 534	83 500	137 663								235 777
France						0		44 192									0
Belgium					135 612												179 804
Netherlands					20 065	355 680	289 782	0	0								1 722 573
Ireland																	0
Germany							239 638			0							259 638
Sweden											0						0
Denmark							38 573			82 199	41 142	0					171 913
Finland													0				0
Norway	93 200	311 408			443 212	494 272	178 710	230 734		1 038 277	3 111			0			2 782 964
Russia		813 168			82 529	384 911				1 409 679			194 135		0		2 631 416
Algeria	587 007	941 642	97 139	18 601		226 428	122 321								0		1 993 138
Middle East	201 362	19 628														0	221 278
Africa (données mensuelles)	7 524					137 811											145 335
Total Imports	889 083	2 394 471	97 139	101 124	1 598 880	1 689 102	590 347	688 697	137 663	3 345 933	41 142	3 111	194 135	0	0	0	10 943 826

Tableau A5.4 : Matrice [I-T] des coefficients techniques.

Determinant de [I-T] = $\Delta = 0.97954$

Ressources (prod/import)		Matrice [I-T]															
		SPA	ITA	FOR	GRE	UK	FRA	BEL	NETH	IRE	GER	SWE	DEN	FIN	NOR	RUS	ALG
Spain	803 481	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	2 888 285	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	97 139	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	102 354	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
United Kingdom	4 615 567	0	0	0	0	1	0	-0.0076	-0.0265	-0.8118	0	0	0	0	0	0	0
France	1 641 435	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgium	565 347	0	0	0	0	-0.0264	0	1	-0.0125	0	0	0	0	0	0	0	0
Netherlands	3 531 638	0	-0.10973	0	0	-0.0043	-0.21069	-0.4867	1	0	-0.185742	0	0	0	0	0	0
Ireland	169 708	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Germany	4 031 275	0	0	0	0	0	0	0	-0.0735	0	1	0	0	0	0	0	0
Sweden	41 142	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Denmark	368 144	0	0	0	0	0	0	0	-0.0109				1	0	0	0	0
Finland	184 135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.022871	-1	0	0	0	0	0
Norway	3 295 452	-0.1032	-0.10784	0	0	-0.096	-0.28503	-0.3002	-0.0653	0	-0.257555	0	-0.0078	0	1	0	0
Russia	23 708 892	0	-0.26154	0	-0.8003	0	-0.2345	0	0	0	-0.363825	0	0	-1	0	1	0
Algeria	3 710 154	-0.6467	-0.32602	-1	-0.1817	0	-0.13765	-0.2055	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Middle East	6 748 430	-0.2229	-0.0098	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Africa (données mensuelles)	742 031	-0.0063	0	0	0	0	-0.08396	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Prod/Ressources		0.0159	0.1710	0	0.0120	0.8702	0.0319	0	0.8112	0.1897	0.1700	0	0.8922	0	1	1	1

Tableau A5.5 : influences globales absolues.

Influences Globales Absolues																				mi
Des pôles demande (i) sur les pôles productifs k																				
Influences Globales Absolues	SPA	ITA	POR	GRE	UK	FRA	BEL	NETH	IRE	GER	SWE	DEN	FIN	NOR	RUS	ALG	ME	AFR	mi	
Spain	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1032	0	0,6497	0,2229	0,0083	1,984	
Italy	0	1	0	0	0,0029	0	0,0014	0,1089	0	0,008	0	0,0014	0	0,1177	0,2845	0,3263	0,0069	0	1,858	
Portugal	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	
Greece	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8063	0,1817	0	0	1,988	
United Kingdom	0	0	0	0	1	0	0,0296	0,019	0	0,0014	0	0,0002	0	0,1066	0,0005	0,0081	0	0	1,164	
	0	0	0	0	0,0059	1	0,0029	0,2212	0	0,0163	0	0,0028	0	0,3151	0,2404	0,1385	0	0,084	2,022	
	0	0	0	0	0,0208	0	1	0,4969	0	0,0365	0	0,0063	0	0,3462	0,0133	0,2069	0	0	2,122	
	0	0	0	0	0,0271	0	0,0136	1	0	0,075	0	0,0129	0	0,0928	0,0273	0,0028	0	0	1,251	
Netherlands	0	0	0	0	0,8119	0	0,024	0,0154	1	0,0011	0	0,0002	0	0,0865	0,0004	0,0049	0	0	1,941	
Ireland	0	0	0	0	0,005	0	0,0025	0,1896	0	1	0	0,0253	0	0,275	0,3689	0,0005	0	0	1,861	
Germany	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,0078	0	0	0	0	2,001	
Sweden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,0078	0	0	0	0	1,001	
Denmark	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2	
Finland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Norway	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	
Russia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	
Algeria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	
Middle East	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	
Africa (données mensuelles)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	
mi"	1	1	1	1	1,8737	1	1,0742	2,0511	1	1,1384	1	2,049	1	2,4587	3,7415	3,6175	1,2288	1,0823		

Gaz - dominance des pôles

Determinant de $[L-T] = \Delta = 0,97954$

Pays	det $[L-T]^*$	mi = det $[L-T]^* / \Delta$	RANG
Spain	0,97954	1	
Italy	0,97954	1	
Portugal	0,97954	1	
Greece	0,97954	1	
UK	1,83534	1,874	6
France	0,97954	1	
Belgium	1,05219	1,074	9
Netherlands	2,00914	2,051	4
Ireland	0,97954	1	
Germany	1,11508	1,138	8
Sweden	0,97954	1	
Denmark	2,00706	2,049	5
Finland	0,97954	1	
Norway	2,40835	2,459	3
Russia	3,86497	3,742	1
Algeria	3,44555	3,518	2
Middle East	1,20480	1,230	7
Africa	1,06994	1,092	10

Gaz - vulnérabilité des pôles

Pays	Outputs (Xi) - prod	Variation Total des prod (ΔXi)	Pi = ΔXi / Xi	k (2%)	ami = Pi/k
Spain	14 398	288	0,020	0,02	1
Italy	493 814	9 876	0,020	0,02	1
Portugal	0	0	0,000	0,02	0
Greece	1 230	25	0,020	0,02	1
UK	4 016 708	81 515	0,020	0,02	1,015
France	52 333	1 047	0,020	0,02	1
Belgium	0	22 552	0,000	0,02	0
Netherlands	2 864 941	61 629	0,022	0,02	1,076
Ireland	32 025	641	0,020	0,02	1
Germany	685 342	17 397	0,025	0,02	1,269
Sweden	0	0	0,000	0,02	0
Denmark	395033	16 626	0,042	0,02	2,104
Finland	0	0	0,000	0,02	0
Norway	3295452	86 147	0,026	0,02	1,307
Russia	23706862	475 341	0,020	0,02	1,003
Algeria	3710154	76 819	0,021	0,02	1,035
Middle East	6748430	136 006	0,020	0,02	1,0003
Africa	742030,8	15 038	0,020	0,02	1,013

Tableau A5.6 : dominance et vulnérabilité des pôles de la structure.

Tableau A5.7 : dominance et vulnérabilité des pôles dans le cas d'une réduction de la structure

<i>Multiplicateurs mi</i>	Reduction simple de la structure	Reduction structure & monopoles d'import
Europe Sud	1,0000	1,0721
Europe Ouest	1,3919	2,1830
Europe Nord Est	1,0700	1,3657
Norway	1,5171	1,5756
Russia	1,6547	1,8601
Algeria	1,4580	1,5354
Middle East	1,0554	1,0594
Africa	1,0201	1,0301
<i>Anti-Multiplicateurs ami</i>		
Europe Sud	1	2,5615
Europe Ouest	1,0306	0,9530
Europe Nord Est	1,6906	3,0200
Norway	3,1292	2,2649
Russia	1,1351	1,0070
Algeria	1,8287	1,0480
Middle East	1,0303	1,0024
Africa	3,4815	3,0095

Tableau A5.8 : analyse de la dominance – cas d'une réduction simple de la structure

2004 - Gaz Naturel [Réduction simple du système d'échange]

millions USD

Exportateur	Europe Sud	Europe Ouest	Europe Nord Est	Norway	Russia	Algeria	Middle East	Africa
Europe Sud	0	0	0	0	0	0	0	0
Europe Ouest	308 267	1 081 108	748 779	0	0	0	0	0
Europe Nord Est	0	298 211	133 340	0	0	0	0	0
Norway	404 668	1 336 928	1 041 388	0	0	0	0	0
Russia	895 691	384 911	1 650 814	0	0	0	0	0
Algeria	1 644 389	348 749	0	0	0	0	0	0
Middle East	221 278	0	0	0	0	0	0	0
Africa (données mensuelles)	7 524	137 811	0	0	0	0	0	0
Ressources (prod + imports)	3 991 259	10 553 725	4 654 696	3 295 452	23 706 852	3 710 154	6 748 430	742 031
Exportations	0	1 057 046	298 211	2 782 984	2 931 416	1 993 138	221 278	145 335
production destinée à la conso interieure	509 442	8 047 115	1 213 715	3 295 452	23 706 852	3 710 154	6 748 430	742 031
Importations	3 481 817	2 506 610	3 440 981	0	0	0	0	0
production total	509 442	9 104 161	1 511 926	6 078 436	26 638 268	5 703 292	6 969 708	887 366

Matrice [I-T]	Europe Sud	Europe Ouest	Europe Nord Est	Norway	Russia	Algeria	Middle East	Africa	Deltas
Europe Sud	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Europe Ouest	-0,077	0,898	-0,161	0	0	0	0	0	0,7974
Europe Nord Est	0	-0,028	0,971	0	0	0	0	0	0,9073
Norway	-0,101	-0,127	-0,224	1	0	0	0	0	0,8446
Russia	-0,224	-0,036	-0,355	0	1	0	0	0	0,1237
Algeria	-0,412	-0,033	0	0	0	1	0	0	0,5372
Middle East	-0,055	0	0	0	0	0	1	0	0,0328
Africa	-0,002	-0,013	0	0	0	0	0	1	0,1959

Determinant	0,86730414
-------------	------------

Matrice [I-A]	Europe Sud	Europe Ouest	Europe Nord Est	Norway	Russia	Algeria	Middle East	Africa
Europe Sud	1,00	0,00	0	0	0	0	0	0
Europe Ouest	-0,03	0,90	0	0	0	0	0	0
Europe Nord Est	0	0	0,97	0	0	0,00	0	0
Norway	-0,12	-0,41	-0,32	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Russia	-0,04	-0,02	-0,07	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Algeria	-0,44	-0,09	0,00	0	0	1,00	0,00	0
Middle East	0	0	0,00	0	0	0	1,00	0
Africa	-0,01	-0,19	0	0,00	0	0	0,00	1,00

Influence Globale Absolue	Europe Sud	Europe Ouest	Europe Nord Est	Norway	Russia	Algeria	MENA	Africa	Σ influences
Europe Sud	1	0,0865	0,0025	0,1129	0,2285	0,4149	0,0554	0,0030	1,9037
Europe Ouest	0	1,1200	0,0326	0,1492	0,0524	0,0370	0	0,0146	1,4057
Europe Nord Est	0	0,1855	1,0349	0,2550	0,3738	0,0061	0	0,0024	1,8577
Norway	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Russia	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Algeria	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Middle East	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Africa	0	0	0	0	0	0	0	1	1
multiplicateurs mi	1,0000	1,3919	1,0700	1,5171	1,6547	1,4580	1,0554	1,0201	

Tableau A5.9 : analyse de la dominance – cas d’une réduction de la structure et de la mise en place de monopoles d’importations

2004 - Gaz Naturel [Réduction de la structure & monopoles d'importation]								
millions USD								
Exportateur	Europe Sud	Europe Ouest	Europe Nord Est	Norway	Russia	Algeria	Middle East	Africa
Europe Sud	0	348 749	0	0	0	0	0	0
Europe Ouest	1 616 150	1 081 108	1 790 167	0	0	0	0	0
Europe Nord Est	0	1 578 813	133 340	0	0	0	0	0
Norway	0	2 782 984	0	0	0	0	0	0
Russia	0	0	2 931 416	0	0	0	0	0
Algeria	1 993 138	0	0	0	0	0	0	0
Middle East	221 278	0	0	0	0	0	0	0
Africa (données mensuelles)	0	145 335	0	0	0	0	0	0
Ressources (prod + imports)	4 340 008	12 902 998	5 935 298	3 295 452	23 706 852	3 710 154	6 748 430	742 031
Exportations totales	348 749	3 406 317	1 578 813	2 782 984	2 931 416	1 993 138	221 278	145 335
production destinée à la conso interieure	509 442	8 047 115	1 213 715	3 295 452	23 706 852	3 710 154	6 748 430	742 031
Importations totales	3 830 566	4 855 881	4 721 583	0	0	0	0	0
production total	509 442	9 104 161	1 511 926	6 078 436	26 638 268	5 703 292	6 969 708	887 366
exportation de gaz importé	348 749	2 349 271	1 280 602	0	0	0	0	0

Matrice [I-T]	Europe Sud	Europe Ouest	Europe Nord Est	Norway	Russia	Algeria	Middle East	Africa	Deltas
Europe Sud	1	-0,0330	0	0	0	0	0	0	0
Europe Ouest	-0,4049	0,9162	-0,3846	0	0	0	0	0	0,7974
Europe Nord Est	0	-0,1496	0,9775	0	0	0	0	0	0,9073
Norway	0	-0,2637	0	1	0	0	0	0	0,8446
Russia	0	0	-0,6298	0	1	0	0	0	0,1237
Algeria	-0,4994	0	0	0	0	1	0	0	0,5372
Middle East	-0,0554	0	0	0	0	0	1	0	0,0328
Africa	0	-0,0138	0	0	0	0	0	1	0,1959

Determinant	0,8250149
-------------	-----------

Matrice [I-A]	Europe Sud	Europe Ouest	Europe Nord Est	Norway	Russia	Algeria	Middle East	Africa
Europe Sud	1	-0,0674	0	0	0	0	0	0
Europe Ouest	-0,1531	0,9162	-0,1696	0	0	0	0	0
Europe Nord Est	0	-0,3392	0,9775	0	0	0	0	0
Norway	0	-0,8445	0	1	0	0	0	0
Russia	0	0	-0,1237	0	1	0	0	0
Algeria	-0,5372	0	0	0	0	1	0	0
Middle East	-0,0328	0	0	0	0	0	1	0
Africa	0	-0,1959	0	0	0	0	0	1

Influence Globale Absolue	Europe Sud	Europe Ouest	Europe Nord Est	Norway	Russia	Algeria	MENA	Africa	Σ influences
Europe Sud	1,0162	0,4908	0,0756	0,1294	0,0476	0,5075	0,0563	0,0068	2,3303
Europe Ouest	0,0401	1,2122	0,1867	0,3197	0,1176	0,0200	0,0022	0,0167	1,9151
Europe Nord Est	0,0159	0,4800	1,1034	0,1266	0,6949	0,0079	0,0009	0,0066	2,4361
Norway	0	0	0	0,9999997	0	0	0	0	1
Russia	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Algeria	0	0	0	0	0	0,9999997	0	0	1
Middle East	0	0	0	0	0	0	1	0	1
Africa	0	0	0	0	0	0	0	1	1
multiplicateurs mi	1,0721	2,1830	1,3657	1,5756	1,8601	1,5354	1,0594	1,0301	

Sommaire :

Introduction générale	8
1. La libéralisation des industries électriques et gazières en réponse à un nouveau contexte économique et énergétique.	14
1.1. Deux industries énergétiques en pleine mutation.	16
1.1.1. L'industrie électrique : vers l'internationalisation des industries nationales.	16
<i>Présentation générale de l'industrie électrique – Hétérogénéité des systèmes électriques européens – Les différentes expériences de dérégulation en Europe.</i>	
1.1.2. L'industrie gazière : vers la globalisation d'une industrie régionale.	30
<i>Présentation générale de l'industrie gazière – Deux modèles institutionnels de marchés gaziers – La mutation d'une industrie à l'avenir prometteur.</i>	
1.2. Le nouveau contexte énergétique mondial.	48
1.2.1. Formation géologique des ressources pétrolières et gazières.	48
1.2.2. Les réserves : définitions.	49
1.2.3. Les réserves : les différentes formes de réserves.	50
1.2.4. L'état des réserves mondiales des principales énergies non renouvelables.	51
1.2.5. Renouvellement des ressources et pic pétrolier.	53
1.2.6. Les différents usages du pétrole.	57
1.2.7. Les alternatives énergétiques aux énergies fossiles.	58
1.3. Les enjeux économiques et géopolitiques du 21^e Siècle.	63
1.3.1. L'existence d'une relation forte entre l'économie et l'énergie.	64
1.3.2. Le capital et l'énergie, facteurs de production complémentaires ou substituables.	67
1.3.3. De fortes incertitudes sur la croissance économique mondiale future.	71
1.3.4. Le facteur géopolitique : vers un accroissement des tensions internationales.	80

1.4. L'approche théorique : la redéfinition des rôles du marché et de la régulation.	82
1.4.1. Problématique.	84
1.4.2. Eléments sur la réglementation publique.	85
<i>L'économie publique traditionnelle – L'économie publique industrielle – La nouvelle économie publique – L'économie publique "institutionnelle".</i>	
1.4.3. Cadre d'étude théorique.	95
1.4.4. Objectifs et méthodologie.	99
 2. La restructuration du secteur de l'énergie par les forces du marché.	 102
2.1. Les fusions et acquisitions (F&A) dans la littérature économique.	103
2.1.1. Les différents types de fusions et acquisitions.	103
2.1.2. Aspects macroéconomiques.	104
2.1.3. Les différentes théories microéconomiques.	108
2.1.4. The « merger paradox ».	116
2.1.5. Les aspects financiers.	117
2.1.6. Le rôle des autorités de régulation de la concurrence.	120
2.2. Le modèle de dominance économique.	123
2.2.1. La formalisation de la structure d'échange.	126
2.2.2. La notion d' influence.	130
2.2.3. Agencement interne de la structure d'échange.	134
2.2.4. Hiérarchisation des pôles par leur degré d'entraînement – multiplicateurs et anti-multiplicateurs.	138
2.2.5. Application aux fusions et acquisitions dans le secteur énergétique.	141
2.2.6. Les fusions et acquisitions dans le processus de création valeur.	144
2.3. Etude empirique sur les F&A dans le secteur européen de l'énergie.	146
2.3.1. Application empirique du modèle de dominance économique à l'industrie électrique européenne.	146
2.3.2. Etude empirique sur les F&A dans l'industrie électrique en Europe.	154
2.3.3. Projection à long terme de la structure du marché européen de l'énergie.	161
 Conclusion	 169

3. Investissement et maîtrise de la demande : propositions pour une gestion optimale.	172
3.1. De la planification centralisée des monopoles publics à la régulation des marchés.	173
3.1.1. La planification des investissements dans une industrie régulée.	173
3.1.2. Le surinvestissement dû à la régulation : l'effet Averch-Johnson.	178
3.1.3. La théorie des mécanismes de marché pour l'investissement.	185
3.1.4. Les limites de la logique de marché.	186
3.2. Industrie électrique : deux types d'investissements aux profils de risque très différents.	191
3.2.1. Les caractéristiques des investissements pour la demande de base et de pointe.	191
3.2.2. Evaluation d'un investissement pour la demande de base par un modèle d'option réelle.	194
3.2.3. Evaluation d'un investissement pour la demande de pointe – une extension du modèle de Pindyck (1991) avec volatilité stochastique.	202
3.3. Propositions pour un cadre institutionnel mixte.	217
3.3.1. L'industrie électrique : une libéralisation restreinte aux activités de production de pointe et de commercialisation.	222
Description du nouveau modèle d'organisation industrielle - Le contrôle de l'investissement - Les différentes composantes du prix de l'électricité et l'allocation optimale des ressources énergétiques.	
3.3.2. L'industrie gazière : La constitution d'un monopole d'importation et d'un Gestionnaire des Réseaux de Transport (GRT) européen unique.	244
Conclusion Générale	250
Bibliographie	254
Annexe 1 : Les modèles d'organisation des industries électriques	272
Annexe 2 : Répartition par pays de la consommation d'énergies primaires pour la production d'électricité	276
Annexe 3 : Démonstrations tirées de la thèse de doctorat de Benoît Peluchon (2007)	277
Annexe 4 : Démonstrations - Modèle d'organisation industrielle mixte.	281
Annexe 5 : Analyse de la dominance économique sur le marché gazier européen.	287

Tableaux :	
Tableau 1.1 : L'internationalisation des industries nationales.	17
Tableau 1.2 : Palmarès des compagnies électriques européennes.	18
Tableau 1.3 : Répartition des industries électriques européennes selon leur degré d'intégration verticale.	23
Tableau 1.4 : Différences entre les industries électriques en Grande-Bretagne et en Allemagne.	28
Tableau 1.5 : le poids des opérateurs historiques en 2004.	35
Tableau 1.6 : Situation gazière des pays européens.	36
Tableau 1.7 : Les besoins d'importation en gaz naturel (milliard de mètres cube).	37
Tableau 1.8 : Déclarations de réserves avec augmentations suspectes (en milliards de barils).	52
Tableau 1.9 : Différentes estimations de réserves prouvées.	52
Tableau 1.10 : Différentes projections concernant la date du pic pétrolier.	56
Tableau 1.11 : différents débouchés du pétrole.	57
Tableau 1.12 : La croissance économique selon la démographie, le progrès technique et l'accumulation du Capital – un scénario de référence à l'horizon 2030 (CEPII, 2001)	75
Tableau 1.13 : différentes théories économiques selon deux critères que sont la rationalité des agents et leur opportunisme.	97
Tableau 2.1 : les différentes vagues de F&A	108
Tableau 2.2 : impact des F&A sur les influences des pôles.	132
Tableau 2.3 : Indicateurs décrivant une structure d'échange.	137
Tableau 2.4: outputs et demande finale des pays européens	148
Tableau 2.5 : les échanges européens d'électricité en 2004 (Gwh)	148
Tableau 2.6 : Agencement interne de la structure d'échange.	149
Tableau 2.7: matrice [I-T] structure d'échange de l'industrie électrique	151
Tableau 2.8: influences globales absolues (sensibilités)	151
Tableau 2.9: Dominance et vulnérabilité – Hiérarchisation des pôles.	152
Tableau 2.10 : F&A européenne dans l'industrie électrique [1998-2003]	154
Tableau 2.11: 33 F&A régionales	158
Tableau 2.12 : 20 F&A inter-régionales	159
Tableau 2.13 : dominance et vulnérabilité des pôles de la structure	161
Tableau 2.14 : un scénario probable de l'évolution de la structure du marché européen de l'énergie.	162
Tableau 2.15 : dominance et vulnérabilité des pôles selon différents scénarii d'évolution de la structure du marché européen de l'énergie.	164
Tableau 3.1 : Volatilité annuelle moyenne en % des différents contrats futurs (Powernext).	201
Tableau 3.2 : simulations numériques 1	210
Tableau 3.3 : simulations numériques 2	210
Tableau 3.4 : simulations numériques 3	211
Tableau 3.5 : simulations numériques 4	211
Tableau 3.6 : Caractéristiques des prix sur Powernext	213
Tableau 3.7 : Caractéristiques des prix sur EEX	214
Tableau 3.8 : Structures de gouvernance.	219
Tableau 3.9 : Caractéristiques d'un nouveau modèle d'organisation industrielle pour l'industrie électrique.	223
Tableau 3. 10 : récapitulatif des propositions pour une nouvelle organisation industrielle dans l'industrie électrique.	242
Tableau 3.11 : Récapitulatif des propositions pour l'industrie gazière européenne.	249

Graphes :	
Graphe 1.1 : différentes estimations des réserves ultimes de pétrole dans le monde	53
Graphe 1.2 : différentes estimations de l'évolution de la production pétrolière mondiale.	55
Graphe 1.3 : taux de croissance annuel moyen dans le monde entre 2010 et 2030 selon la Banque Mondiale.	74
Graphe 2.1 : Création d'une autarcie polaire.	135
Graphe 2.2 : Création d'une circularité partielle.	136
Graphe 2.3 : Suppression d'une autarcie polaire.	136
Graphe 2.4 : Suppression d'une circularité partielle.	136
Graphe 3.1 : courbe du revenu marginal du produit du capital.	184
Graphe 3.2 : Powernext – comparaison entre les cours spot et futures.	193
Graphe 3.3 : Stratégie d'investissement selon le niveau de volatilité.	201
Graphe 3.4 : Stratégie d'investissement selon le coût d'opportunité.	201
Graphe 3.5 : Volatilités mensuelles sur Powernext.	213
Graphe 3.6 : Volatilités mensuelles sur EEX.	214
Graphe 3.7 : Options réelles avec volatilité stochastique – Powernext.	215
Graphe 3.8 : Options réelles avec volatilité stochastique – EEX.	215
Graphe 3.9 : les différents niveaux de demande d'électricité.	226
Graphe 3.10 : comparaison des risques de défaillance	241

Schémas :	
Schéma 1.1 : l'industrie Electrique de l'amont à l'aval.	17
Schéma 1.2 : l'industrie gazière de l'amont à l'aval.	33
Schéma 2.1 : les F&A des firmes électriques selon les relations de dépendance et d'interdépendance entre les industries électriques européennes.	157